KHKS

保安検査基準

（液化石油ガススタンド関係）

ＫＨＫＳ　０８５０－６（２０××）

Draft

高圧ガス保安協会

目　次

Ⅰ　総則

1　適用範囲
2　検査項目及び検査方法
3　技術基準条項と対応する検査方法の該当箇所
4　検査の周期(時期)

Ⅱ　保安検査の方法

1　警戒標　等
1.1　境界線・警戒標
1.2　液化石油ガスの貯槽であることが容易にわかる措置
1.3　バルブ等の操作に係る適切な措置
2　保安距離・施設レイアウト　等
2.1　保安距離
2.2　設備間距離
2.3　火気取扱施設までの距離
2.4　埋設貯槽
2.5　滞留しない構造
2.6　車両の停止位置等
3　高圧ガス設備の基礎・耐震設計構造　等
3.1　基礎
3.2　耐震設計構造
3.3　貯槽の沈下状況測定
4　ガス設備(導管を除く。)
4.1　ガス設備(高圧ガス設備を除く。)の気密構造
4.2　ガス設備に使用する材料
4.3　高圧ガス設備の耐圧性能及び強度
4.4　高圧ガス設備の気密性能
5　計装・電気設備
5.1　計装設備
5.1.1　圧力計
5.1.2　液面計等
5.2　電気設備
5.2.1　電気設備の防爆構造

Draft

5.2.2　保安電力等
5.2.3　静電気除去措置
6　保安・防災設備
6.1　安全装置
6.2　安全弁等の放出管
6.3　貯槽の耐熱・冷却措置
6.4　貯槽の配管に設けたバルブ
6.5　貯槽配管の緊急遮断装置
6.6　ガス漏えい検知警報設備
6.7　防消火設備
6.8　通報措置
6.9　ディスペンサーの停止装置及び漏えい防止措置
附属書 A(参考)　フレキシブルチューブ類の管理について
附属書 B(参考)　肉厚測定箇所選定についての参考資料
附属書 C(参考)　劣化損傷が発生するおそれがない設備の具体例
附属書 D(規定)　供用中探傷試験
附属書 E(規定)　運転状態の高圧ガス、圧力を用いて行う気密試験
解説

Draft

Ⅰ　総則

1　適用範囲

本基準は、液化石油ガス保安規則(以下「液石則」という。)及びコンビナート等保安規則(以下「コンビ則」という。)の適用を受ける製造施設のうち、スタンド(液石則第 2 条第 1 項第 20 号の液化石油ガススタンド及びコンビ則第 2 条第 1 項第 14 号の特定液化石油ガススタンド)に係る高圧ガス保安法(以下「法」という。)第 35 条の保安検査について適用する。

2　検査項目及び検査方法

技術基準の適合状況(許可時に要求された性能を満足しているかどうか)について、Ⅱ保安検査の方法に示す検査項目に応じた方法又は当該方法に基づき実施された検査についての記録確認により行う。

なお、液石則第 97 条及びコンビ則第 54 条等の規定により経済産業大臣が認めた基準に係る保安検査の方法等であって、本基準を適用することが適当でない場合にあっては、本基準の内容に係わらず経済産業大臣が認めた適切な方法により行うことができる。

3　技術基準条項と対応する検査方法の該当箇所

液石則及びコンビ則の技術基準条項とそれに対応する検査方法の該当箇所の一覧を表 1 に示す。

表 1－液石則及びコンビ則条項と対応する検査項目

液石則条項	コンビ則条項	検査項目
第 6 条第 1 項	第 5 条第 1 項	
第 1 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 1 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	1.1　境界線・警戒標
第 2 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 2 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	2.1　保安距離
第 3 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 3 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	2.1　保安距離
	第 6 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	2.1　保安距離
	第 7 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	2.1　保安距離
	第 8 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	2.1　保安距離
第 5 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 38 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	2.4　埋設貯槽
第 6 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 39 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	2.4　埋設貯槽
第 7 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 14 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	2.3　火気取扱施設までの距離
第 8 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 12 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	2.2　設備間距離

draft

液石則条項	コンビ則条項	検査項目
	第 13 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	2.2　設備間距離
第 9 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 29 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	1.2　液化石油ガスの貯槽であることが容易にわかる措置
第 12 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 51 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	2.5　滞留しない構造
第 13 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 15 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	4.1　ガス設備(高圧ガス設備を除く。)の気密構造
第 14 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 16 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	4.2　ガス設備に使用する材料
第 15 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 23 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	3.1　基礎
第 16 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 64 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	3.3　貯槽の沈下状況測定
第 17 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 17 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	4.3　高圧ガス設備の耐圧性能及び強度
第 18 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 18 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	4.4　高圧ガス設備の気密性能
第 19 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 19 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	4.3　高圧ガス設備の耐圧性能及び強度
第 20 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 24 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	3.2　耐震設計構造
第 21 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 21 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	5.1.1　圧力計、6.1　安全装置
第 22 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 22 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	6.2　安全弁等の放出管
第 24 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 33 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	5.1.2　液面計等
第 25 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 43 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	6.4　貯槽の配管に設けたバルブ
第 26 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 44 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	6.5　貯槽配管の緊急遮断装置
第 27 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 48 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	5.2.1　電気設備の防爆構造
第 28 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 32 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	6.3　貯槽の耐熱・冷却措置
第 29 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 53 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	6.6　ガス漏えい検知警報設備
第 30 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 47 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	5.2.3　静電気除去措置
第 31 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 54 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	6.7　防消火設備
第 32 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 50 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	5.2.2　保安電力等
第 33 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 63 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	6.8　通報措置
第 34 号 (第 8 条第 1 項第 1 号)	第 45 号 (第 6 条第 1 項第 1 号)	1.3　バルブ等の操作に係る適切な措置
第 8 条第 1 項	第 6 条第 1 項	
第 2 号	第 2 号	2.1　保安距離
第 3 号		6.9　ディスペンサーの停止装置及び漏えい防止装置

Draft

液石則条項	コンビ則条項	検査項目
第 4 号	第 3 号	2.6　車両の停止位置等

4　検査の周期(時期)

保安検査は、Ⅱ保安検査の方法に示す周期(時期)により行う。ただし、製造施設の位置、構造及び設備並びに製造の方法等に関する技術基準の細目を定める告示（以下「告示」という。）第 14 条に規定する製造施設については、告示第 14 条の表の上欄に掲げる製造施設に応じ、同表下欄に掲げる期間により行う。

Draft

Ⅱ　保安検査の方法

Draft

1　警戒標　等

1.1　境界線・警戒標

事業所の境界線及び警戒標に係る検査は目視検査とし､外観に腐食、損傷、変形、汚れ及びその他の異常[1)]のないことを１年に１回目視(必要に応じて図面と照合して行うものをいう。以下同じ。)により確認する。

注[1)]　取付位置、方向、記載事項等の確認を含む。

1.2　液化石油ガスの貯槽であることが容易にわかる措置

液化石油ガスの貯槽であることが容易にわかる措置に係る検査は目視検査とし、次による。

a)　貯槽本体への塗色、ガス名朱書(地下埋設貯槽にあっては、貯槽室ピット上面に措置されたもの)又は標紙等貼付による場合
　当該措置が明確、明瞭であることを１年に１回目視により確認する。

b)　標識の掲示による場合
　外観[1)]に腐食、損傷、変形、汚れ及びその他の異常のないことを１年に１回目視により確認する。
　注[1)]　外観には、取付位置、方向、記載事項等を含む。

1.3　バルブ等の操作に係る適切な措置

バルブ等の操作に係る適切な措置に係る検査は目視検査及び作動検査とし、次による。

1.3.1　目視検査

a)　標示板等
　外観[1)]に腐食、損傷、変形、汚れ及びその他の異常のないことを1年に1回目視により確認する。

b)　名称又は塗色等の表示及び流れ方向の表示
　当該措置が明確、明瞭であることを1年に1回目視により確認する。

c)　施錠、封印等
　外観[1)]に腐食、損傷、変形及びその他の異常のないことを1年に1回目視により確認する。

d)　操作用足場及び照明等
　外観[1)]に腐食、損傷、変形、汚れ及びその他の異常のないことを1年に1回目視により確認する。
　注[1)]　外観には、取付位置、方向、記載事項等を含む。

1.3.2　作動検査

照明等の点灯状況について、１年に１回作動(点灯)させて確認する。

2　保安距離・施設レイアウト　等

2.1　保安距離

a)　保安距離に係る検査は距離測定とし、2.1.1 による。ただし、前回保安検査以降に製造施設の設置位置及び保安物件の設置状況に変更のないことを記録により確認した場合は、その確認をもって距離測定に代えることができる。

Draft

b) 保安距離の緩和等のために設けられている障壁等の検査は目視検査とし、2.1.2 による。

c) 保安距離の緩和のために設けられている防火上及び消火上有効な措置に係る検査は 6.3 による。

2.1.1 距離測定

保安距離の確保状況について、1 年に 1 回巻き尺その他の測定器具を用いた保安距離の実測による検査又は図面上で確認する。ただし、規定の距離を満たしていることが目視又は図面により容易に判定できる場合は、目視又は図面による確認とすることができる。

2.1.2 目視検査

外観[1)]に破損、変形及びその他の異常のないことを1年に1回目視により確認する。

注 [1)] 外観には、位置、方向等を含む。

2.2 設備間距離

a) 設備間距離に係る検査は距離測定とし、設備間距離の確保状況について、1 年に 1 回巻き尺その他の測定器具を用いた設備間距離の実測により確認する。ただし、規定の距離を満たしていることが目視又は図面により容易に判定できる場合は、目視又は図面による確認とすることができる。

なお、前回保安検査以降製造設備の設置状況に変更のないことを記録により確認した場合は、その確認をもって距離測定に代えることができる。

b) 設備間距離の代替措置として設けられている防火上及び消火上有効な措置に係る検査は 6.3 による。

2.3 火気取扱施設までの距離

火気取扱施設までの距離確保等に係る検査は、次のいずれかの措置の内、該当する措置について検査する。

a) 火気取扱施設までの距離に係る検査は距離測定とし、2.3.1 による。ただし、前回保安検査以降製造設備及び火気取扱施設の設置状況に変更のないことを記録により確認した場合は、その確認をもって距離測定に代えることができる。

b) 流動防止措置の内、防火壁、障壁、防火戸、網入ガラス及び二重扉に係る検査は目視検査とし、2.3.2 による。

c) 連動装置に係る検査は目視検査及び作動検査とし、2.3.2 及び 2.3.3 による。

2.3.1 距離測定

距離の確保状況について、1 年に 1 回巻き尺その他の測定器具を用いた距離の実測により確認する。ただし、規定の距離を満たしていることが目視又は図面により容易に判定できる場合は、目視又は図面による確認とすることができる。

2.3.2 目視検査

外観[1)]に腐食、損傷、変形及びその他の異常のないことを1年に1回目視により確認する。

注 [1)] 外観には、取付位置、方向等を含む。

2.3.3 作動検査

連動装置の機能について、1 年に 1 回試験用標準ガスの使用により確実に作動す

Draft

ることを確認する。

2.4　埋設貯槽

a)　埋設貯槽の位置及び貯槽室に係る検査は距離測定及び記録確認とし、2.4.1及び2.4.2による。ただし、前回保安検査以降設置状況に変更のないことを記録により確認した場合は、その確認をもって距離測定及び記録確認に代えることができる。

b)　埋設貯槽本体の状況に係る検査は、目視検査及び測定又は作動検査とし、2.4.3及び2.4.4による。

2.4.1　距離測定

貯槽埋設深さ及び隣接貯槽との相互間距離の確保状況について、1年に1回巻き尺その他の測定器具を用いた距離の実測による確認又は図面上で確認する。ただし、規定の距離を満たしていることが目視又は図面により容易に判定できる場合は、目視又は図面による確認とすることができる。

2.4.2　記録確認

貯槽室の強度及び防水措置並びに漏えいしたガスの滞留防止措置の状況について、1年に1回記録により確認する。

2.4.3　目視検査

a)　砂詰め方式の場合

砂の乾燥状況及び底部集水桝の浸透水の状況(底部集水桝を有しない構造のものにあっては、ガス検知管等による浸透水の状況)を、1年に1回目視により確認する。

b)　強制換気方式の場合

ピット内の乾燥状況、貯槽外面の状況、外部マンホールの状況及び外部給排気ダクトの状況を、1年に1回目視により確認する。

2.4.4　測定又は作動検査

a)　砂詰め方式の場合

貯槽本体を電気防食しているものは、1年に1回電位測定を行い防食効果を確認する。

b)　強制換気方式の場合

1年に1回ガス漏えい検知警報設備の作動検査を行い、換気設備が連動して作動すること及びその作動状況を確認する。

2.5　滞留しない構造

製造設備を設置する室の滞留しない構造に係る検査は目視検査及び作動検査とし、次による。

2.5.1　目視検査

外観[1)]に破損、変形及びその他の異常のないことを１年に１回目視により確認する。

注[1)]　外観には、取付位置、方向等を含む。

2.5.2　作動検査

換気装置を設置している場合にあってはその機能について､1年に1回作動させ、

Draft

確実に作動することを確認する。

2.6　車両の停止位置等

a)　車両の停止位置と貯槽の外面との距離に係る検査は距離測定とし、2.6.1 による。ただし、前回保安検査以降車両の停止位置及び貯槽の設置状況に変更のないことを記録により確認した場合は、その確認をもって距離測定に代えることができる。

b)　防護措置及び車両の停止位置に係る検査は目視検査とし、2.6.2 による。

2.6.1　距離測定

距離の確保状況について、1 年に 1 回巻き尺その他の測定器具を用いた距離の実測による検査又は図面上で確認する。ただし、規定の距離を満たしていることが目視又は図面により容易に判定できる場合は、目視又は図面による確認とすることができる。

2.6.2　目視検査

外観 [1)]に破損、変形及びその他の異常のないことを 1 年に 1 回目視により確認する。

注 [1)]　外観には、位置、方向等を含む。

3　高圧ガス設備の基礎・耐震設計構造　等

3.1　基礎

基礎に係る検査は記録(図面を含む。以下この細分箇条において同じ。)確認及び目視検査とし、次による。ただし、記録確認については、前回保安検査以降地盤の許容支持力等と地盤上の重量物の荷重との関係に変更のないことを記録により確認した場合は、その確認をもって記録確認に代えることができる。

3.1.1　記録確認

地盤の許容支持力等と地盤上の重量物の荷重との関係について、1 年に 1 回記録により確認する。

3.1.2　目視検査

基礎立ち上り部及び貯槽の支柱(支柱のない貯槽はその底部)と基礎の緊結状況について、腐食、損傷、変形及びその他の異常のないことを 1 年に 1 回目視(目視での検査が可能な部分に限る。)により確認する。

3.2　耐震設計構造

耐震設計構造に係る検査は記録(図面を含む。以下この細分箇条において同じ。)確認及び目視検査とし、次による。ただし、記録確認については、前回保安検査以降耐震設計上変更のないことを記録により確認した場合は、その確認をもって記録確認に代えることができる。

3.2.1　記録確認

耐震設計構造に係る計算結果等について、1 年に 1 回記録により確認する。

3.2.2　目視検査

基礎立ち上り部、ベースプレート、スカート、サドル、支柱及び本体接合部、アンカーボルト等について、腐食、損傷、変形及びその他の異常のないことを 1 年に

Draft

1 回目視(目視での検査が可能な部分に限る。)により確認する。

3.3　貯槽の沈下状況測定

貯槽の沈下状況に係る検査は沈下状況の測定とし、不同沈下のないことを 1 年に 1 回レベル用測定器を用いた測定により確認する。ただし、次の条件を満足する貯槽に係る沈下状況の測定は3年に1回とすることができる(沈下状況の測定を行わない期間においては、不同沈下のないことを 1 年に 1 回目視により確認すること。)。

a)　設置後 5 年以上経過したものであること。

b)　過去 3 年間の沈下状況の測定結果が、次の式を満足するものであること。

$$\frac{h}{L} \leqq 0.005$$

ここに、　h :　貯槽の沈下による傾斜の勾配が最大となる基礎面又は底板上の二点間(以下「二点間」という。)のレベル差 (mm)

L:　二点間の水平距離 (mm)

4　ガス設備(導管を除く。)

4.1　ガス設備(高圧ガス設備を除く。)の気密構造

ガス設備(高圧ガス設備を除く。)の気密構造に係る検査は、1 年に 1 回運転状態、運転を停止した状態又は開放組立後の内圧(運転状態の圧力以上の圧力)のある状態において、漏えい等の異常がないことを確認[1)]する。

注[1)]　漏えい等の異常がないことを確認する方法として、発泡液の塗布、ガス漏えい検知器等を用いた測定又は放置法漏れ試験がある。

4.2　ガス設備に使用する材料

ガス設備に使用されている材料に係る検査は、1 年に 1 回記録確認又は図面確認により行う。ただし、前回保安検査以降材料に変更のないことを記録により確認した場合は、その確認をもって記録確認又は図面確認に代えることができる。

4.3　高圧ガス設備の耐圧性能及び強度

4.3.1　一般

高圧ガス設備の耐圧性能及び強度に係る検査は4.3.3の目視検査及び4.3.4の非破壊検査(肉厚測定を含む。)によるか 4.3.5 の耐圧試験によるものとし、耐圧性能及び強度に支障を及ぼす減肉、劣化損傷、その他の異常がないことを確認する。

この場合、配管にあっては、配管付属品を含めた相互に連結された配管系[1)]で管理する。

注[1)]　配管系とは、直管部のみならず、エルボ等の継手部及び配管付属品(弁、ノズル、ストレーナ、フィルター等であって特定設備に該当しないもの)、並びにローディングアームを含め、相互に連結された系をいう。なお、配管系は、ほぼ同一の腐食環境下にあって類似の腐食形態を受ける範囲(腐食系)単位で管理する。

4.3.2　耐圧性能及び強度の確認を必要としない設備又は代替検査

4.3.2.1　耐圧性能及び強度の確認を必要としない高圧ガス設備

次の高圧ガス設備は、4.3 高圧ガス設備の耐圧性能及び強度に係る検査は適用し

Draft

ない。

a) 二重殻構造の貯槽

b) メンブレン式貯槽

c) 液化石油ガス岩盤貯槽

4.3.2.2 内部からの検査が不可能な高圧ガス設備の検査

小口径配管に代表されるような設備の大きさ、形状、構造等により内部の検査を行うことができない次の設備[2)]にあっては、4.3.3 a)及び 4.3.4 b)の検査に代えて外部からの適切な検査方法(超音波探傷試験、放射線透過試験等)により、内部の減肉及び劣化損傷がないことを確認しなければならない。

a) 配管

b) 特定設備検査規則の機能性基準の運用について(平成 13 年 12 月 28 日　平成 13･12･27 原院第 5 号）の別添 1 特定設備の技術基準の解釈(以下「特定則例示基準別添 1」という。）第 45 条第 1 項(1)から(5)又は同別添 7 第二種特定設備の技術基準の解釈第 45 条第 1 項(1)から(5)までに掲げる特定設備

c) 特定設備以外の圧力容器であって、b)の特定設備に準じるもの

注[2)] これらの設備であっても、点検口、接続フランジ開放部、接続する機器内部等から当該設備の内部について検査が行えるものは、外部からの検査を要しない。

4.3.2.3 検査を行うことが困難な箇所を有する高圧ガス設備の検査

設備の大きさ、形状、構造(二重管、ジャケット構造等)、他の設備との接合状況(溶接接合等)等により内部からも外部からも検査を行うことが困難な箇所[3)]を有する設備の当該箇所の検査にあっては、当該設備に接続されている同等の腐食及び劣化損傷が発生するおそれのある環境下の複数の検査箇所の検査結果をもとに、当該箇所の減肉及び劣化損傷のないことを確認する。ただし、この様な設備であっても、検査可能な箇所については可能な限り当該設備について検査を実施しなければならない。

注[3)] 内部からも外部からも検査を行うことが困難な箇所とは、例えば、次の箇所をいう。

・フルジャケット構造の二重管式熱交換器の内管部

4.3.3 目視検査

a) 内部の目視検査

高圧ガス設備の内部の目視検査は、次のとおりとする。

1) 原則として、高圧ガス設備の種類、材料等に応じて表 2 に定める期間内に行う。

2) 1)にかかわらず、高圧ガス設備のうち、弁類及び動機器の内部の目視検査は、分解点検・整備のための開放時[4)]に行う。

注[4)] 分解点検・整備のための開放時とは、摺動部の消耗品についてメーカーが定める推奨交換時期又は運転時間・状況、日常点検結果、過去の分解点検実績等を参考に定めた分解点検・整備の計画時期をいう。以下同じ。

3) 腐食性のない液化石油ガスを取り扱う設備[5)](エロージョンによる減肉が発生

Draft

するおそれがあるものを除く。)については、内部の目視検査は不要とする。

注 [5)] 腐食性のない液化石油ガスを取り扱う設備とは、次に掲げる設備であって、不純物や水分の混入等による腐食や劣化損傷が生じないよう管理されているものをいう。以下同じ。

・液化石油ガス受入基地の低温の液化石油ガス設備

・フレキシブルチューブ類(高圧ガス設備に設置される金属、ゴム、樹脂製等の可とう管をいい、断面の形状を変化させずに金属製の配管等を螺旋状又はループ状に加工して可とう性を確保したものを除く。以下同じ。)なお、この場合の腐食や劣化損傷が生じないよう管理されている例として附属書 A を参考に示す。

b) 外部の目視検査

高圧ガス設備の外部の目視検査[6)]は、次のとおりとする。

注 [6)] 外部の目視検査については、附属書 B 肉厚測定箇所選定についての参考資料 b)項が参考にできる。

1) 高圧ガス設備の外部(断熱材等で被覆されているものにあってはその外面)の目視検査は、1 年に 1 回行う。

2) 砂詰め方式の地下埋設貯槽の外部の目視検査については、2.4 埋設貯槽 2.4.3 目視検査 a)による砂の乾燥状況及び底部集水桝の浸透水の状況の確認(底部集水桝を有しない構造のものにあっては、ガス検知管等による浸透水の状況の確認)をもって外部の目視検査に代えることができる。ただし、砂の乾燥状況又は浸透水の状況に異常が確認された場合は、砂をピット内から排出し、貯槽外面の防食状況を目視検査し、防食状況に異常がある場合又は異常のおそれのある場合は、当該箇所の防食措置を取り除き貯槽本体外面の腐食状況を確認する(電気防食により防食管理が適切になされているものを除く。)。

c) フレキシブルチューブ類の目視検査

a)及び b)の他、フレキシブルチューブ類については、設置状況が適切に維持されていること(使用場所・目的等に応じた適切な製品の選定、設置したフレキシブルチューブ類に無理な曲げ、捻れがないこと等)を、1 年に 1 回目視により確認する[7)]。

また、充てん枝管、充てんホース等頻繁に取付け・取外しを行う箇所に用いられるフレキシブルチューブ類のうち、金属製のものにあっては、ブレード部の破損(切断、ほぐれ等)及びブレード部と継手部との接続部における割れ・膨れ等の異常のないことを、ゴム、樹脂製のもの(金属との多層構造のものを含む。)にあっては、補強層の露出、外層のき裂・膨れ、折れ、つぶれ、金属部分との接続部における割れ・膨れ等の異常のないことを、1 年に 1 回確認する。

注 [7)] 設置状況が適切であることの確認については、例えば、次のものが参考にできる。

・製造メーカーの指定する条件

・JIS 規格に適合するものにあっては、当該 JIS による条件

・JLPA209 金属フレキシブルホース基準(200×)

4.3.4 非破壊検査

Draft

a) 肉厚測定

高圧ガス設備が十分な肉厚を有していることを確認するため、肉厚測定を 1 年に 1 回実施する。ただし、次の設備にあっては、1)、2)又は 3)に掲げる時期に実施する。この場合、肉厚測定箇所 [8)]は、使用環境及び目視検査の結果を十分考慮した上で選定すること。

なお、フレキシブルチューブ類(エロージョンによる減肉が発生するおそれがあるものを除く。)のうち、構造、材質等により肉厚測定の実施が困難なもの [9)]については、腐食による異常が生じていないことを確認した場合、肉厚測定は不要とする。この場合、腐食による異常が生じていないことの確認については附属書 A が参考にできる。

注 [8)] 測定箇所の選定については、附属書 B 肉厚測定箇所選定についての参考資料が参考にできる。

注 [9)] ブレードで覆われた薄肉のベローズ部を有する場合や、ゴム、樹脂、金属等による多層構造のもの等をいう。

1) 過去の実績、経験等により内部の減肉のおそれがないと評価できる弁類(配管系から除外される圧力容器に直結されたもの(圧力容器の直近に設けられた弁をいう。))及び動機器(ポンプ、圧縮機等の回転機械をいう。また、範囲は、ケーシング、シリンダー、ノズルなど動機器本体のみとし、連結されたスナッバー、配管、小型容器などの付属機器は含まない。)については、分解点検・整備のための開放時の目視検査で異常が認められたとき

2) 腐食性のない液化石油ガスを取り扱う設備(フレキシブルチューブ類＊及びエロージョンによる減肉が発生するおそれがあるものを除く。)については、外部の目視検査で減肉が認められたとき

＊ 4.3.3 a) 3)の注 [5)]において、腐食性のない高圧ガスを取り扱う設備としてフレキシブルチューブ類も含むものとして定義しているが、ここでいう腐食性のない高圧ガスを取り扱う設備はフレキシブルチューブ類を除くものとする。

3) 砂詰め方式の地下埋設貯槽については、開放検査時(貯槽内部から実施)及び 4.3.3 b) 2)による砂の乾燥状況又は底部集水桝の浸透水の状況の確認(底部集水桝を有しない構造のものにあっては、ガス検知管等による浸透水の状況の確認)において異常が確認されたとき(電気防食により防食管理が適切になされているものを除く。)

b) 肉厚測定以外の非破壊検査

肉厚測定以外の非破壊検査(磁粉探傷試験、浸透探傷試験、超音波探傷試験、放射線透過試験、渦流探傷試験等)は、高圧ガス設備の内部について、原則として、設備の種類、材料等に応じて表 2 に定める期間内に行う。ただし、動機器及び配管系から除外される圧力容器に直結された弁類(4.3.4 a) 1)の弁類)は、分解点検・整備のための開放時に行う。この場合、当該高圧ガス設備の減肉及び劣化損傷の検出に対して適切な検査方法を用いて行い、非破壊検査箇所は、使用環境及び目視検査の結果を十分考慮のうえ選定すること。

Draft

なお、次の設備にあっては、1)、2)又は 3)によることができる。

1) 腐食性のない液化石油ガスを取り扱う設備(エロージョンによる減肉が発生するおそれがあるものを除く。)については、非破壊検査は不要とする。

2) 劣化損傷が発生するおそれがない設備[10)]については、非破壊検査は不要とする。

注[10)] 劣化損傷が発生するおそれがない設備とは、流体及び材料の組み合わせ又は使用条件等によって発生する次の劣化損傷を受けない設備をいう。

・割れ：応力腐食割れ(塩化物応力腐食割れ、水素誘起割れ等)、疲労(疲労、熱疲労等)、クリープ(クリープ破壊等)等

・材質変化：劣化(水素侵食、水素脆化等)等

なお、劣化損傷が発生するおそれがない設備の評価に際しては、附属書 C 及び KHK/PAJ/JPCA S 0851(2009)高圧ガス設備の供用適性評価に基づく耐圧性能及び強度に係る次回検査時期設定基準の附属書 4 損傷の種類と特徴(参考)が参考にできる。

3) 内部の状況を外部から代替検査できる設備(附属書 D 参照)については、外部から適切な非破壊検査方法で検査する。

表 2－高圧ガス設備の開放検査の周期

設備の種類	期間[a)]
液化石油ガスの貯槽(残ガス回収用貯槽を除く。)	完成検査を行った日から 5 年以内 その後開放検査を含む保安検査を行った日(以下「保安検査実施日」という。)から 10 年以内 上記に関わらず、開放検査の結果、欠陥が発見され溶接修理等を行った場合にあっては、次回は 1 年以上 2 年以内に開放検査を行い、異常がなければ以後 5 年以内に実施する。溶接修理等以後の開放検査結果で連続して 2 回溶接修理等の必要がなければ、その後は 10 年以内
残ガス回収用貯槽	完成検査を行った日から 2 年以内 その後保安検査実施日から 3 年(炉内で応力除去焼鈍を施した後に、溶接修理等を行っていない場合は 5 年)以内
貯槽以外の高圧ガス設備 内容物の種類、性状及び温度を勘案して腐食その他の材質劣化を生じる恐れのない材料のもの	完成検査を行った日又は保安検査実施日から 3 年以内
その他の材料のもの	完成検査を行った日から 2 年以内 その後保安検査実施日から 3 年以内
注[a)] 期間は、腐食のおそれがある水分や不純物を含有した液化石油ガスを貯蔵した場合(次の場合をいう。)、減肉又は劣化損傷の状況に応じて短縮しなければならない。 －水分　遊離水分が存在する場合 ・遊離水分の確認は、LP ガスの品質に関するガイドライン(平成 22 年 7 月　日本 LP ガス協会)に基づき、JLPGA-S-02　LP ガスの水分試験方法	

Draft

設備の種類	期間 a)
の 1.カールフィッシャー法(平成 11 年 2 月)又は JLPGA-S-02T　LP ガスの水分試験方法(水晶発振式水分計法)(平成 11 年 2 月)による含有水分の確認若しくは JLPGA-S-02　LP ガスの水分試験方法の 3.遊離水分確認方法(平成 22 年 7 月)による遊離水分の有無の確認による。 －硫化物　銅板腐食試験方法による判定で 2 以上の場合 ・銅板腐食試験方法は、JIS K 2240(2007)液化石油ガス(LP ガス)による。 －水銀(使用材料が、アルミニウム等水銀とアマルガムを生成する場合に限る。) ・プロパン中で 0.009mg/Nm^3 を超えている場合 ・ブタン中で 0.08 mg/Nm^3 を超えている場合 ・水銀の分析方法は、JLPGA-S-07　LP ガス中の水銀分析方法(平成 21 年 6 月)による。 b) 4.3.4 b) 2)の「劣化損傷が発生するおそれがない設備」は、肉厚測定以外の非破壊検査を不要とするための条件で、腐食、減肉を考慮していないのに対し、本表の「内容物の種類、性状及び温度を勘案して腐食その他の材質劣化を生じるおそれのない材料」は、腐食、減肉も考慮した上で評価、判断しなければならない。	

4.3.5　耐圧試験等

a)　耐圧試験

4.3.3 a)の内部の目視検査、4.3.4 a) の肉厚測定又は 4.3.4 b)の肉厚測定以外の非破壊検査の適用が困難な場合又は余裕のある肉厚、安全率となっていて、耐圧試験を行うことによって過大な応力が負荷されるおそれのない高圧ガス設備については、常用の圧力の 1.5 倍(第二種特定設備にあっては 1.3 倍)以上の圧力で水その他の安全な液体を使用して行う耐圧試験(液体を使用することが困難であると認められるときは常用の圧力の 1.25 倍(第二種特定設備にあっては 1.1 倍)以上の圧力で空気、窒素等の気体を使用して行う耐圧試験)を 1 年に 1 回実施すれば、4.3.3 a)、4.3.4 a)及び 4.3.4 b)の検査は不要とする。

なお、耐圧試験は、設備及び試験の安全性を十分に配慮した上で行わなければならない。

b)　溶接補修を行った場合の耐圧試験の適用等について

保安検査の結果、減肉、割れ等の欠陥が発見され、当該欠陥が表 3 左欄に掲げる欠陥の箇所及び同表中欄に掲げるグラインダー加工等による仕上がりの深さに応じ、同表の右欄に掲げる点数に、表 4 左欄に掲げる欠陥の長さ又は長径に応じ同表の右欄に掲げる点数を乗じて得た点数の和が 6 点(溶接補修を行った場合の欠陥の点数は累計し、耐圧試験を実施した時点で累計されていた点数は 0 点に戻る。)を超え溶接補修した場合には、耐圧試験を実施し、さらに 1 年以上 2 年以内に開放検査を実施し割れ等がないことを確認するものとする。ただし、管台、マンホール部等の取付部に使用される引張強さが 570N/mm^2 未満の炭素鋼(母材)及び当該炭素鋼(高張力鋼にあっては、溶接後に炉内で応力除去焼鈍したものに限る。)の溶接部の欠陥の溶接補修については、耐圧試験及び 1 年

Draft

以上 2 年以内の開放検査を省略してもよい。

表 3－欠陥の箇所、仕上がり深さに応じた点数

欠陥の箇所	グラインダー加工等による仕上がりの深さ	点数
管台及びマンホール部	深さにかかわらず	1
胴板及び鏡板	3mm 又は板厚の 30%に相当する深さのうちいずれか小さい値以下	1
	3mm 又は板厚の 30%に相当する深さのうちいずれか小さい値を超え 4mm 以下 a)	2
注 a) 4mm を超える欠陥は、6 点を超える欠陥として評価する。		

表 4－欠陥の長さ又は長径に応じた点数

欠陥の長さ又は長径	点数
10mm 以下	1
10mm を超え 20mm 以下	2
20mm を超え 30mm 以下 a)	3
注 a) 30mm を超える欠陥は、6 点を超える欠陥として評価する。	

4.4 高圧ガス設備の気密性能

高圧ガス設備の気密性能に係る検査は 4.4.2～4.4.4 に掲げる気密試験とし、1 年に 1 回当該高圧ガス設備から漏えい等の異常がないことを確認する。

4.4.1 気密性能の確認を必要としない高圧ガス設備

次の高圧ガス設備は、気密性能に係る検査は適用しない。

a) 二重殻構造の貯槽

b) メンブレン式貯槽

4.4.2 気密試験

漏えい等の異常がないことを確認する方法として、発泡液の塗布、ガス漏えい検知器等を用いた測定又は放置法漏れ試験があり、設備の状況、検査条件等を考慮して、これらの方法の内最適な試験(必要に応じ組み合わせて)を採用して気密性能を確認すること。

なお、放置法漏れ試験は、採用に当たって試験体の温度変化及び圧力変化の影響を補正すること。

4.4.3 高圧ガス設備を開放した場合の気密試験

高圧ガス設備を開放(分解点検・整備、清掃等のために行う開放を含む。4.4.4 において同じ。)した場合にあっては、原則として、当該高圧ガス設備の常用の圧力以上の圧力 1)で、危険性のない気体を用いて気密試験を実施する。

注 1) 検査の状況によって危険がないと判断される場合は、当該高圧ガス設備の常用の圧力以上の圧力で、運転状態の高圧ガスを用いて気密試験を実施してもよい。

ただし、運転状態の高圧ガスを用いることが適当な場合には、当該高圧ガス設備

Draft

の運転状態の圧力で、運転状態の高圧ガスを用いて気密試験を実施することができる(附属書 E 参照)。

4.4.4　高圧ガス設備を開放しない場合の気密試験

当該高圧ガス設備の運転状態の圧力で、運転状態の高圧ガス又は危険性のない気体を用いて気密試験を実施する。

5　計装・電気設備

5.1　計装設備

5.1.1　圧力計

高圧ガス設備の圧力計に係る検査は目視検査及び精度検査とし、5.1.1.1 及び 5.1.1.2 による。ただし、運転を停止することなく検査を行うことができる次の施設(以下「運転状態検査施設」という。)の運転状態で行う検査において、圧力計の検出部の取外しが困難な場合は、精度検査に代え 5.1.1.3 に示す代替比較検査とすることができる。

a)　認定保安検査実施者の運転を停止することなく検査ができる製造施設
b)　高圧ガスの製造の目的から運転を停止することができない製造施設であって、取り扱うガスに腐食性がなく、かつ、不純物や水分の混入等による腐食や劣化損傷が生じないよう管理されているもの

5.1.1.1　目視検査

圧力計に破損、変形及びその他の異常がないことを、2年に1回目視により確認する。

5.1.1.2　精度検査

圧力計精度確認用器具[1)]を用いて精度を測定し、圧力計の誤差があらかじめ定められた許容差以内であることを 2 年に 1 回確認する。

注[1)]　圧力計精度確認用器具は、計量法等に基づきトレーサビリティの取れた計測器とすること。

許容差は次のいずれかを満足すること。

a)　該当するJIS規格に定める許容差又はこれと同等若しくはより精度の高いもの
b)　当該圧力計の1/2目量(一定間隔をもって断続的に指示又は記録をする装置を有する圧力計[2)] の場合にあっては通常用いられる測定範囲の最大値の5/1 000)

注[2)]　一定間隔を持って断続的に指示又は記録をする装置を有する圧力計とは、検出部、変換器部、DCS、記録計等の指示又は記録を行う装置により構成された圧力計測装置の検出部のことをいう。

5.1.1.3　代替比較検査

次の全ての要件を満足する場合にあっては、当該圧力計と指示変化が同一な範囲に設置された圧力計(以下「比較圧力計」という。)[3)]との指示差を半年に1回以上確認することで、精度検査に代えることができる。

a)　当該圧力計の残寿命が次回停止検査までの期間以上であること。
b)　当該圧力計と比較圧力計との間で応答に遅れが生じないこと(運転圧力等の変化に対して両者の指示の変化に保安上、あるいは運転操作上有害なタイムラグ

Draft

がないことをいう。)。

c) 比較圧力計との比較を2年以上の期間において半年に1回以上行い、当該圧力計と比較圧力計との指示差(一定差で推移している場合は指示差の振れ幅)が5.1.1.2で示す許容差以内であること。ただし、当該圧力計と比較圧力計の種類が異なる場合は大きい方の許容差を採用する。

注 3) 比較圧力計とは当該圧力計と圧力変化が同一な範囲に設置された圧力計で、適正な周期(時期)のもと校正がなされている圧力計をいう。

5.1.2 液面計等

5.1.2.1 液面計

貯槽に設けられた液面計に係る検査は目視検査とし、5.1.2.4による。

5.1.2.2 液面計の破損防止措置

液面計にガラス液面計を使用している場合における当該液面計の破損を防止するための措置に係る検査は目視検査とし、5.1.2.4による。

5.1.2.3 止め弁

液面計にガラス液面計を使用している場合において、貯槽と当該液面計とを接続する配管に設けた止め弁に係る検査は、目視検査及び作動検査とし、5.1.2.4及び5.1.2.5による。

5.1.2.4 目視検査

外観[1)]に破損、変形及びその他の異常のないことを1年に1回目視により確認する。

注 1) 外観には、位置、方向等を含む。

5.1.2.5 止め弁の作動検査

貯槽と液面計とを接続する配管に設けた手動式及び自動式の止め弁が正常に作動することを、1年に1回確認する。ただし、当該貯槽に貯液されており、液面計が取り付けられた状態での自動式の止め弁の作動検査を行うことが不適当な場合[2)]は、手動式の止め弁が確実に作動することを確認する(この場合、貯槽開放検査時等に液面計を取り外して、自動式止め弁の適切な整備を実施し、作動検査を行う。)。

注 2) 自動式の止め弁の作動検査を行うことが不適当な場合とは、作動検査を実施することで保安上の問題を生じる可能性がある場合をいう。

5.2 電気設備

5.2.1 電気設備の防爆構造

高圧ガス設備に設けられた電気設備の防爆構造に係る検査は目視検査とし、外観 1)に破損、腐食、変形及びその他の異常 2)がないことを 1 年に 1 回目視により確認する。

注 1) 外観には、取付位置、構造等を含む。

注 2) ボルト緩み、腐食、異物衝突等による電気設備本体、端子箱の合わせ面等の破損、変形等をいう。

5.2.2 保安電力等

保安電力等に係る検査は目視検査及び作動検査とし、次による。

5.2.2.1 目視検査

保安電力等について、次に掲げる事項を 1 年に 1 回目視により確認する。

Draft

a) 設備の状態

1) 電源装置

状態表示灯、電圧・周波数、スイッチ類の位置、各部の温度や異音の有無等を確認する。

2) 停止待機中のエンジン駆動発電機等

表示灯、燃料や潤滑油のレベル、スイッチ類の状態等について確認する。

b) 周囲の状態

保安電力等が作動した時に運転に支障となる物がないことを確認する。

5.2.2.2 作動検査

停電等により設備の機能が失われることのないよう、直ちに保安電力等に切り替わることを、1 年に 1 回模擬の停電状態にして作動させ、確実に保安電力が供給できることを確認する。また、買電 2 系統受電や買電と自家発電との組合せ受電設備にあっては、保安電力が給電されていることを電圧確認で行う。ただし、運転状態検査施設の運転状態で行う検査においては、代替検査[1)]とすることができる。

注 [1)] 保安電力が給電されていることをメーター、計測器又は表示灯で確認する。無停電電源装置(UPS)を含む蓄電池装置にあっては、蓄電池の供給電圧が維持されていることを確認する。エンジン駆動発電機にあっては、エンジンが起動し、定格電圧が得られることを確認する。

5.2.3 静電気除去措置

製造設備に設けられた静電気除去措置に係る検査は目視検査及び接地抵抗値測定とし、次による。

5.2.3.1 目視検査

外観に腐食、破損、変形及びその他の異常[1)]がないことを1年に1回目視により確認する。

注 [1)] 静電気除去措置としての接地極、配管や塔槽類の接地ピース、避雷針、ボンディング用接続線等及びそこに接続する接地線等について、取付忘れ、接続の状態並びに締付部での割れや破断がないことを確認する。

5.2.3.2 接地抵抗値測定

接地抵抗値について、1 年に 1 回接地抵抗測定器具を用いた測定により確認する。

6 保安・防災設備

6.1 安全装置

高圧ガス設備の安全装置に係る検査は目視検査及びバネ式安全弁等作動検査を行うことが可能な装置について行う作動検査とし、次による。

6.1.1 目視検査

外観に腐食、損傷、変形及びその他の異常のないことを 1 年(表 5 に掲げるバネ式安全弁については、その種類に応じた期間)に 1 回目視により確認する。

6.1.2 作動検査

バネ式安全弁等を設置した状態又は取り外した状態で、作動検査用器具若しくは設備を用いた作動検査を 1 年(表 5 に掲げるバネ式安全弁については、その種類に応

Draft

じた期間)に 1 回行う。

表 5－バネ式安全弁の目視検査及び作動検査期間

バネ式安全弁の種類	検査の期間
日本工業規格 B8210(1994)蒸気用及びガス用ばね安全弁(揚程式でリフトが弁座口の径の 1/15 未満のもの、呼び径が 25 未満のソフトシート形のもの及び以下に掲げるものを除く。)	2 年
日本工業規格 B8210(1994)全量式の蒸気用及びガス用ばね安全弁(呼び径が 25 未満のソフトシート形以外のものであって法第 35 条第 1 項第 2 号の認定に係る特定施設に係るものに限る。)	4 年

6.2 安全弁等の放出管

高圧ガス設備の安全弁又は破裂板の放出管に係る検査は目視検査及び測定とし、次による。ただし、測定については、前回保安検査以降放出管に変更のないことを記録により確認した場合は、その確認をもって測定に代えることができる。

6.2.1 目視検査

外観に腐食、損傷、変形及びその他の異常のないこと[1)]を 1 年に 1 回目視により確認する。

注[1)] 開口部位置付近の状況確認を含む。

6.2.2 測定

放出管の開口部の位置を、1 年に 1 回巻き尺その他の測定器具を用いた実測により確認する。ただし、規定の高さを満たしていることが目視又は図面により容易に判定できる場合は、目視又は図面による確認とすることができる。

6.3 貯槽の耐熱・冷却措置

貯槽及びその支柱に講じた十分な耐熱性を有するための措置又は有効に冷却するための措置に係る検査は目視検査及び作動検査とし、次による。

6.3.1 目視検査

外観に腐食、損傷、変形及びその他の異常のないことを 1 年に 1 回目視により確認する。

6.3.2 作動検査

貯槽及びその支柱に講じた十分な耐熱性を有するための措置又は有効に冷却するための措置で作動させることにより当該機能を満足させる装置については、その機能を 1 年に 1 回作動検査により確認する。ただし、作動させることにより被対象設備へ悪影響を及ぼす可能性がある場合(水利として海水を使用している場合等)は、当該措置について、次の a)～d)全てを確認することにより空気等安全な気体を用いた通気テストによることができる。

a) 事業所内の用役供給量の確認により、所定量が当該装置に確保されていること。

b) 対象設備直近の一次弁まで通水作動させ、当該措置の直近弁一次側に適正な圧

Draft

が確保されていること。

c) 試験流体本管内の流体の適当量のブローを行い、錆等の詰まりがないこと。

d) 出口ノズル及び給水配管に異常がないこと。

6.4 貯槽の配管に設けたバルブ

貯槽の配管に設けたバルブに係る検査は目視検査及び作動検査とし、次による。

6.4.1 目視検査

外観に腐食、破損、変形及びその他の異常がないことを 1 年に 1 回目視により確認する。

6.4.2 作動検査

バルブの作動について、1 年に 1 回良好に作動[1)]することを検査する。

注[1)] 良好に作動とは、弁軸等の固着がないことを確認するための検査であり、必ずしも弁を全域作動させることを要しない。

6.5 貯槽配管の緊急遮断装置

貯槽の配管に講じた液化石油ガスが漏えいしたときに安全に、かつ、速やかに遮断するための措置に係る検査は目視検査、作動検査及び弁座の漏れ検査とし、次による。

6.5.1 目視検査

緊急遮断に係る設備が、緊急遮断に支障の無い状態であることを 1 年に 1 回目視により確認[1)]する。

注[1)] 設備の腐食、損傷、変形、汚れ、シグナルランプ等の表示を確認する。

6.5.2 作動検査

作動検査は、作動域全域について遠隔操作にて正常に作動することを 1 年に 1 回確認する。ただし、運転状態検査施設の運転状態で行う検査及び開放検査の周期(時期)が 5 年を超える貯槽又は開放検査を実施する必要がない貯槽の弁座漏れ検査を行わない年の検査においては、部分作動検査(弁を全域動作させるものでなく、弁軸等の固着が無いことを確認する検査)にて代替することができる。

6.5.3 弁座漏れ検査

弁座漏れ検査は、保安上支障のない漏れ量以下であることを、5 年以内の間に 1 回確認する。

6.6 ガス漏えい検知警報設備

製造施設におけるガス漏えい検知警報設備に係る検査は目視検査及び作動検査とし、次による。

6.6.1 目視検査

外観に腐食、損傷、変形及びその他の異常がないことを 1 年に 1 回目視により確認する。

6.6.2 作動検査

検知警報設備について、1 年に 1 回その検知及び警報に係る作動検査を次のとおり行い、正常に作動することを確認する。

a) 試験用標準ガスにより実施する。

b) 検知警報設備の発信に至るまでの遅れは、警報設定値の 1.6 倍の濃度において、

Draft

通常 30 秒以内であること。なお、検知警報設備の構造上又は理論上これより遅れる特定のガスについては 60 秒以内であること。

c) 取扱説明書又は仕様書に記載された点検事項(表示灯・指示計の指針・検知部の状態、サンプリング系の状態等)を確認する。

6.7 防消火設備

防火設備に係る検査は目視検査及び作動検査とし、6.7.1 及び 6.7.2 による。

消火設備に係る検査は目視検査とし、6.7.1 による。

6.7.1 目視検査

外観に腐食、破損、変形及びその他の異常がなく、使用可能な状態となっていることを 1 年に 1 回目視により確認する。

6.7.2 作動検査

防火設備の機能について、1 年に 1 回作動検査により確認する。ただし、作動させることにより被対象設備へ悪影響を及ぼす可能性がある場合[1)]は、当該措置について、次の a)～d)全てを確認することにより空気等安全な気体を用いた通気テストによることができる。

a) 事業所内の用役供給量の確認により、所定量が当該装置に確保されていること。

b) 対象設備直近の一次弁まで通水作動させ、当該措置の直近弁一次側に適正な圧が確保されていること。

c) 試験流体本管内の流体の適当量のブローを行い、錆等の詰まりがないこと。

d) 出口ノズル及び給水配管に異常がないこと。

注 [1)] 作動させることにより被対象設備へ悪影響を及ぼす可能性がある場合とは、水利として海水を使用している場合や冷却効果により被対象設備の保安に影響を与える(漏えい等)可能性のある場合等をいう。

6.8 通報措置

緊急時に必要な通報を速やかに行うための措置に係る検査は目視検査及び作動検査とし、次による。

6.8.1 目視検査

通報設備の外観について、破損、変形及びその他の異常がないことを 1 年に 1 回目視により確認する。

6.8.2 作動検査

通報設備について、設備が正常に機能することを 1 年に 1 回確認する。

6.9 ディスペンサーの停止装置及び漏えい防止措置

ディスペンサーに設置された停止装置に係る検査は目視検査及び作動検査とし、6.9.1 及び 6.9.2 による。

充てんホースに設置された漏えい防止措置に係る検査は目視検査とし、6.9.1 による。

6.9.1 目視検査

外観に腐食、損傷、変形、汚れ及びその他の異常のないことを 1 年に 1 回目視により確認する。

6.9.2 作動検査

Draft

停止装置を 1 年に 1 回作動させ、確実に作動することを確認する。

Draft

附属書 A
(参考)
フレキシブルチューブ類の管理について

序文

この附属書は、腐食や劣化損傷を生じさせないためのフレキシブルチューブ類の管理について参考のために記載するものであって、規定の一部ではない。

A.1　適用範囲

フレキシブルチューブ類に関して、腐食や劣化損傷を生じさせないための管理について、以下の確認事項を示す。

1) 液化石油ガスの圧力
2) 液化石油ガスの種類
3) 選定及び設置状況
4) 漏えい等の異常の有無
5) 総合評価

A.2　液化石油ガスの圧力

使用される液化石油ガスの常用の圧力が 2.5MPa 以下であること。

A.3　液化石油ガスの種類

使用される液化石油ガスは､次のとおり不純物が管理されているものであること。

a) 水分　遊離水分 [1)]がないこと。

注 [1)] 遊離水分の確認は､LP ガスの品質に関するガイドライン(平成 22 年 7 月日本 LP ガス協会)に基づき、JLPGA-S-02　LP ガスの水分試験方法の 1.カールフィッシャー法(平成 11 年 2 月)又は JLPGA-S-02T　LP ガスの水分試験方法(水晶発振式水分計法)(平成 11 年 2 月)による含有水分の確認若しくは JLPGA-S-02　LP ガスの水分試験方法の 3.遊離水分確認方法(平成 22 年 7 月)による遊離水分の有無の確認による。

b) 硫化物　銅板腐食試験方法 [2)]による判定で 2 以上でないこと。

注 [2)] 銅板腐食試験方法は、JIS K 2240(2007)液化石油ガス(LP ガス)による。

c) 水銀 [3)](使用材料がアルミニウム合金等、水銀とアマルガムを生成する場合に限る。)

1) プロパン中　0.009mg/Nm^3 を超えないこと。
2) ブタン中　　0.08mg/Nm^3 を超えないこと。

注 [3)] 水銀の分析方法は、JLPGA-S-07　LP ガス中の水銀分析方法(平成 21 年 6 月)による。

Draft

A.4　選定及び設置状況

次の事項について、適切な状況であること。

a)　使用されるフレキシブルチューブ類の接ガス部の材料と内容物の性状(高圧ガスの種類、温度、圧力等)の組み合わせ

b)　使用場所・目的等に応じた製品の選定及びその設置

A.5　漏えい等の異常の有無

次の事項の確認により、漏えい等の異常がないこと。

a)　4.3.3 b)及び c)の目視検査

b)　4.4　高圧ガス設備の気密性能

A.6　総合評価

A.2～A.5 の確認事項、過去の使用実績、当該フレキシブルチューブ類の製造メーカーが耐用期間を推奨している場合にあってはその期間等を勘案し、評価すること。

Draft

附属書 B
(参考)
肉厚測定箇所選定についての参考資料

序文

この附属書は､肉厚測定箇所の選定について参考のために記載するものであって、規定の一部ではない。

B.1　社団法人石油学会規格の掲載(抜粋)

高圧ガス設備の外部の目視検査及び肉厚測定の実施に際しての参考に、JPI-8S-1-2007 配管維持規格の一部を抜粋し、掲載する。

なお、本抜粋の中で、配管維持規格の抜粋箇所以外の章番号や事例などを引用している部分の詳細については、JPI-8S-1-2007 の該当部分を参照されたい。

4.1.1　**検査箇所の選定**　　配管系の腐食･エロ-ジョンの検査箇所の選定手順を以下に示す。

a）　**配管系内面の腐食･エロージョン　略**

1）　**腐食･エロージョンの種類　略**

2）　**腐食･エロージョンの検査箇所　略**

一般部に比べて腐食・エロージョンが発生しやすい部位は、以下のとおりである。具体的な詳細箇所は、**付属書 A**（腐食･エロージョンが起りやすい箇所）に示す。

―　**滞留部及びスケール堆積部**　　通常運転時に他端が閉止状態にある枝管**（事例２３）**やクーラー出入口ヘッダー両端のキャップ部など**（事例３）**で流動がない滞留範囲にはスケールなどの堆積が生じやすく、堆積物下の腐食が生じる。滞留部と流動部との境界付近は特異な流れ状態となっていることが多く一様な腐食とはならない。更に、流れの遅い配管系では、立上がり部や分岐部近傍の配管下部にスケールが堆積しやすく、スケール堆積部位では水分が凝縮して溜まり、腐食しやすい傾向にある。**（事例４）（事例４０）**

スチームパージ後、長期間停止した配管でも同様の腐食が発生する。**（事例４１）**

また通常空の状態の配管においては、間欠使用時の流体衝突や流体中の金属（例えば Cu）の析出による電位差腐食が局部的減肉を起こした例もある。**（事例３６）**

オフサイトスロップ配管など広範囲に及ぶ配管では、間欠運転等、運転状況が多様であり、スロップの発生元の違いにより高濃度の塩素イオン

Draft

が存在する場合があるなど、スケール堆積や腐食状況が一様とはならないので注意が必要である。(事例４２)(事例４３)(事例４４)

— **管路の曲り箇所**　エルボやベンドなどの流れ方向が急激に変化する箇所では、流速の増大、偏流及び旋回流が発生し、局所的に大きい腐食・エロージョンを生ずる。

— **流れの分流・合流箇所**　分流、合流及びそれに伴う偏流によって流れの状態が変化する箇所及び流体が管壁に衝突する箇所では、エロージョン及びエロージョンコロージョンが発生する。

— **流れが絞られるなど、急変する箇所**　オリフィスの挿入箇所、管径や流路が急変する箇所では、流れの状態が変化する。オリフィスの例では、オリフィス口での流速の上昇、オリフィス下流における渦流の発生が挙げられ、静圧回復点近傍までの箇所に腐食の発生事例が多い。空気抜きなどのためオリフィス上部にベント孔が設けられている場合は、下流部にエロージョンコロージョンが発生する可能性がある。(事例２５)

— **注入箇所**　水や薬品を注入する箇所では、注入される流体の物性と運転条件によって、局部腐食が生じる。注入流体の拡散が十分でない場合は、偏流が生じ、この影響は上下流に及ぶ。直管部の主流が乱流の場合の腐食範囲は、注入点より上流方向へはおおよそ管径の 3 倍、下流方向へはおおよそ管径の 20 倍までである。インナーノズルがない場合では注入された流体は本管内壁に沿って流れたり、注入水が直接衝突する部位が、注入頻度の変化などの影響により激しく腐食した事例があるので注意を要する。(事例５)

また、インナーノズルで水等を注入している場合は定期的にインナーノズルの点検を計画する必要がある。(事例２４)

— **凝縮部**　蒸留装置の塔頂系、リアクター下流の反応生成物系、高温油のベント配管(事例２６)及び排ガス回収系統などでベーパーが部分的に凝縮する際、凝縮液（特に凝縮水）中に腐食性物質が濃縮し、配管系が腐食されることがある。特に初期の凝縮液は、腐食性物質で飽和され高濃度となるので腐食が激しくなる。初期凝縮の起る位置は運転条件、局部的冷却（フィン効果による）の有無(事例６)(事例４５)などにも影響される。

— **蒸発する箇所**　ホットバイパスが混入する箇所、減圧箇所、本管の流れが停滞している場合のジャケット配管、トレース付き配管などで配管系内の液体が蒸発することがある。このとき気相中に腐食性物質が濃縮され、配管が腐食される。スチームトレースとの接触部は配管内部での液体の激しい蒸発によって、配管内面に形成されていた硫化鉄皮膜が破壊され、エロ-ジョンが発生した事例があるので注意が必要である(事例３３)。またスチームコンデンセートの部分フラッシュにより調節弁下流では、エロージョンが発生することがある。

— **固体又は液滴、気泡を含む流速のある流体の配管系**　スラリー、触媒な

Draft

どの固体を含む流体や、スチームコンデンセートなどの液滴を含む気体が流れの方向を変える部位でエロージョンが発生しやすい。ベンド管下流にノズル、マンホール、温度計等が設置されている場合、取り付け部近傍は流れの乱れが発生しエロージョンを受ける恐れがあることに留意する。(事例27) また、圧力の変動によって液体中で気泡が発生と消滅を繰り返す環境では、キャビテーションエロージョンを生じる可能性がある。

— **高流速で乱流の激しい箇所**　腐食とエロージョンが同時に発生・進展すると、各々が単独に発生する場合よりも著しい減肉がある。このようなエロージョンコロージョンは、高流速で乱流の激しいところで発生する。特に、流体中に水硫化アンモニウム及び硫酸を含む環境では流速による影響に注意する。

b) **配管系外部の腐食**　配管外部の腐食の検査箇所について、以下の 1）及び 2）に示す。

1）**保温のある配管系（保冷、火傷防止及び耐火施工配管も含む）**　保温配管では、保温材への雨水浸入などにより保温材下の配管に腐食や損傷が発生する。最も一般的な現象は、炭素鋼では局部腐食、オーステナイト系ステンレス鋼では塩化物応力腐食割れである。これら保温材下腐食発生の可能性を評価するため、保温、外装板、外装板継目のシールなどの健全性を点検することが重要である。(事例7)

保温材下腐食が起りやすい配管例及び共通的な部位を**表** 4.1.2 及び**表** 4.1.3 に示す。

保温材下腐食の起りやすい箇所例を**付属書** A（腐食･エロージョンが起りやすい箇所）に示す。

オーステナイト系ステンレス鋼の塩化物応力腐食割れについては、4.2.1 b）に記載する。

表 4.1.2　保温材下腐食などの発生しやすい環境と配管系

周囲の環境	該　当　配　管　の　例
噴霧、水蒸気、海水飛沫(事例8)に直接曝される。	・冷水塔付近の配管 ・スチームトラップ近傍の配管 ・スチームトレース配管の保温内継手 ・桟橋上の保温配管(事例8)
保温材内に湿気を吸収蓄積する可能性がある。	・−4℃～150℃程度で運転されている炭素鋼配管 ・使用中は 150℃以上であるが、間欠運転される炭素鋼配管 ・本管から分岐され 150℃以下となる滞留部及び付属品 ・火傷防止対策施工配管(事例9)
保温材に含まれる塩素が応力腐食割れに対して活性となる。	・65℃～210℃程度で運転されているオーステナイト系ステンレス鋼配管
保温外装が損傷して水分が侵入する。	・振動配管 ・塗材（マスチック等）が劣化（亀裂、剥離、防水性能の劣化など）している配管

備考　表中の温度は、配管内部流体温度を示す。

Draft

表 4.1.3　保温材下腐食の発生しやすい共通的部位

部　　位	具体的な箇所
保温及び外装材の貫通部又は切欠き部（事例１０）	ベント、ドレン部 ハンガー保持部 パイプシュー取付部 トレース管貫通部 ステージなどの貫通部 サポート取付けなどのため保温を切欠いた箇所（事例１０）
保温末端部	フランジ、付属品 鉛直配管末端
外装の損傷又は欠落部	膨れ部（腐食生成物が予想される） 変色部(高温やけ) 止めバンドの外れ部 重ね合せ部の外れ部 はぜ掛けの弛み部

2)　**保温のない配管系**

—　**裸配管**　　目視検査にて、配管外面の腐食状況の確認を行う。

—　**塗装、コーティング、メッキ施工配管など**　　塗装、コーティング、メッキなどの外観を目視検査する。塗装、コーティングなどに欠陥を認めた場合には、それらの欠陥部を除去して配管本体の腐食の有無を検査する。

—　**サポートなどの取付部**　　サポート取付部の配管表面に注意して、目視検査を行う。特に、ダミーサポート取付部、ハンガー取付部などのサポート接触面（事例１１）には、腐食が発生しやすいので留意する。サポート取付部の腐食の発生しやすい箇所例を**付属書** A（腐食･エロージョンが起りやすい箇所）に示す。

—　**防油堤貫通部**　　貫通部は一般に防食テープ巻きによる防食対策を行い、配管部材が貫通部のコンクリート等と直接接触しないように施工するが、シール材が経年劣化すると雨水浸入により貫通部内が湿潤雰囲気となり、防食テープ端部付近が腐食を受けやすい。また、スリーブタイプの場合は、隙間部に雨水が浸入し隙間腐食を発生しやすいので留意する（事例２８）（事例４６）。

なお検査計画立案時や掘削補修時には、配管の防油堤部のジャンプオーバー化を検討する。

Draft

※この付属書 A は JPI-8S-1 の付属書であり、本基準の附属書ではない。

付属書 A　腐食･エロージョンが起りやすい箇所

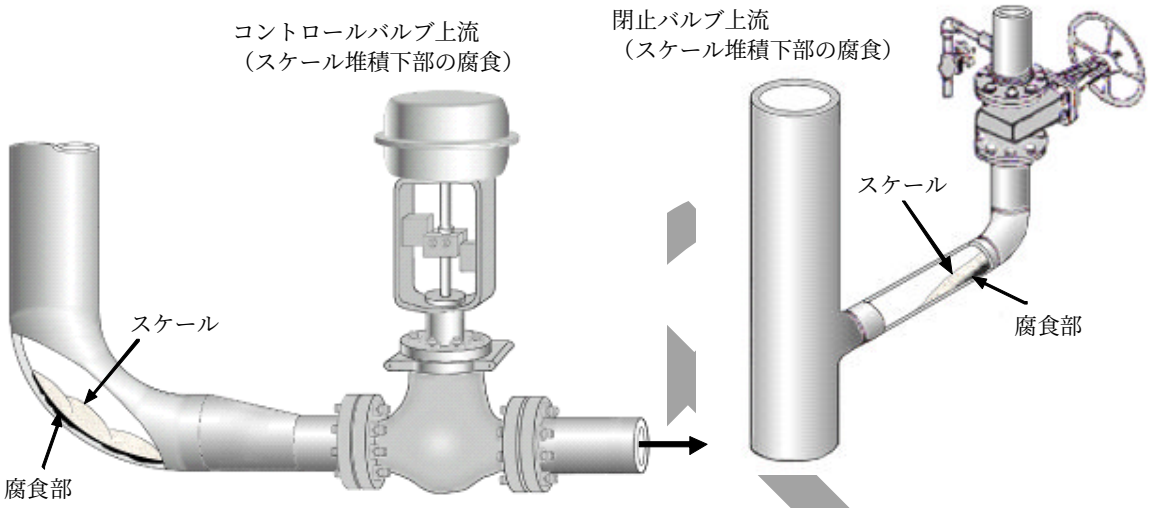
この付属書は、本文の 4.1.1 a）2）の“ 腐食・エロージョンの検査箇所 ”の中で記述されている事例を、一部の自明な例を除き、具体的に図示したものである。石油精製装置の配管系は、その構造上、分流・合流箇所、管路の曲り箇所、滞留箇所、流れが急変する箇所などが多く、このような箇所では、腐食・エロージョンによる減肉速度が増加することがある。配管の維持管理を充実させるためには、このような減肉しやすい箇所を高い確度で予測することが重要であり、そのためには、石油精製事業所における長年の経験を生かし、共通に経験すると予測される事例を整理する必要がある。このような事例は、文章表現だけでは適確に把握することが難しいため、できるだけ目に見える形で示し、必要に応じて注釈を付けることにした。この付属書で採用した事例は、下記の 13 類別の全 32 例であり、上述の配管構造上流れが変化しやすい箇所のほかに、本文の**表** 4.1.3 に示した保温配管の保温材下腐食など、石油精製事業所で共通に起こりやすいと推定されるその他の事例も含めて図示した。

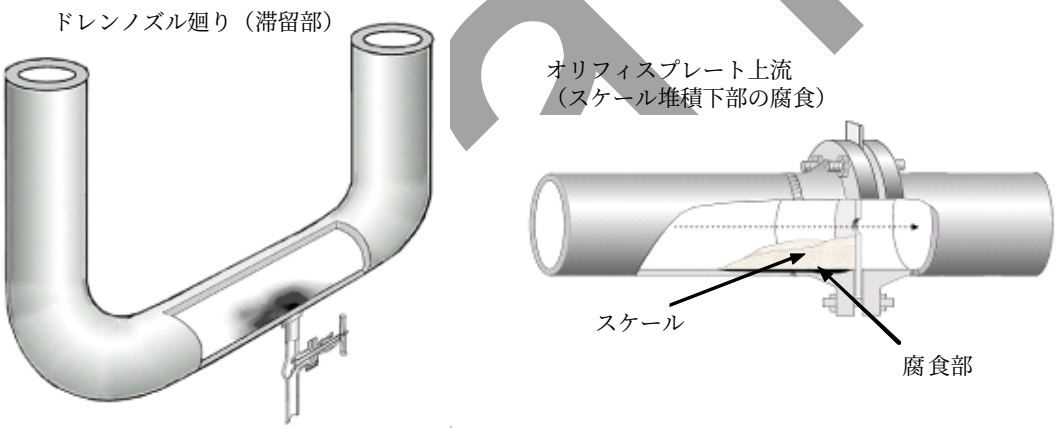
図示例の類別

1. 流れの滞留箇所
2. 路の曲り箇所
3. 流れの分流・合流箇所
4. 流れが絞られるなど、流れが急変する箇所
5. 注入箇所
6. 凝縮箇所
7. 蒸発する箇所
8. 撓み配管下部
9. 保温材施工部
10. サポート取付部
11. 埋設配管立上り部
12. 土壌との接触部
13. 防油堤貫通部

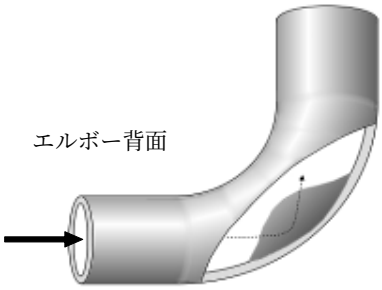
Draft

1. **流れの滞留箇所**



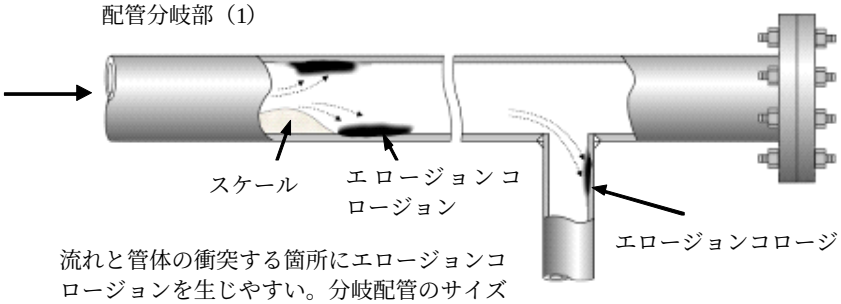


2. **管路の曲り箇所**

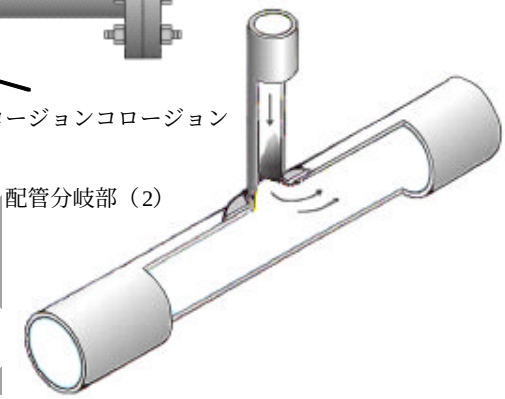


3. 流れの分流・合流箇所

配管分岐部（1）

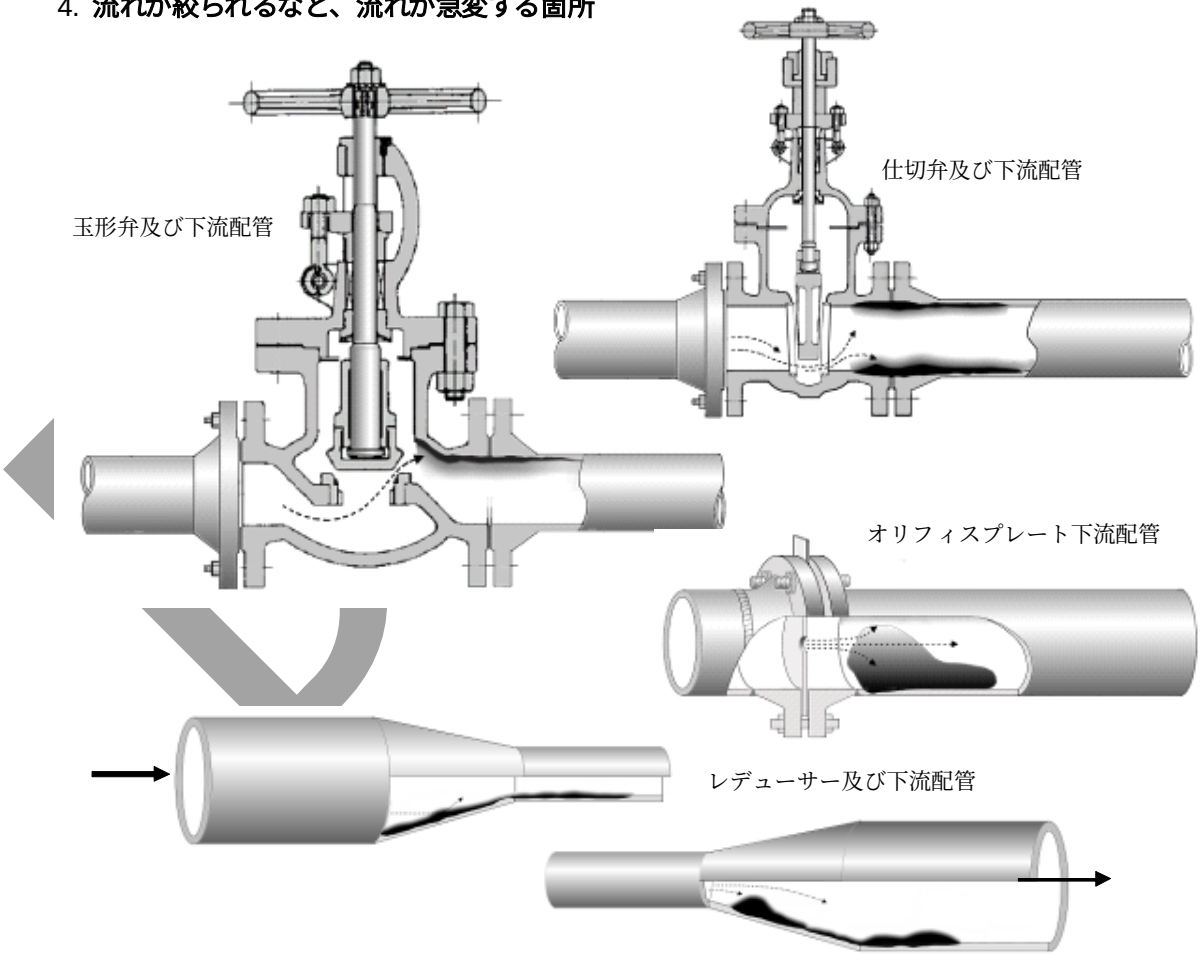


流れと管体の衝突する箇所にエロージョンコロージョンを生じやすい。分岐配管のサイズが減少する場合、流れが絞られるため、上流配管にスケールが堆積しやすく、その近傍にエロージョンコロージョンを発生することが

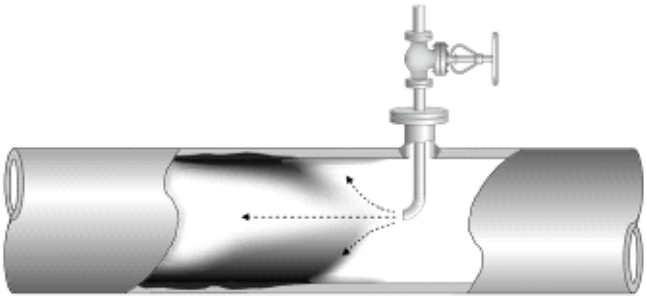


配管分岐部（2）

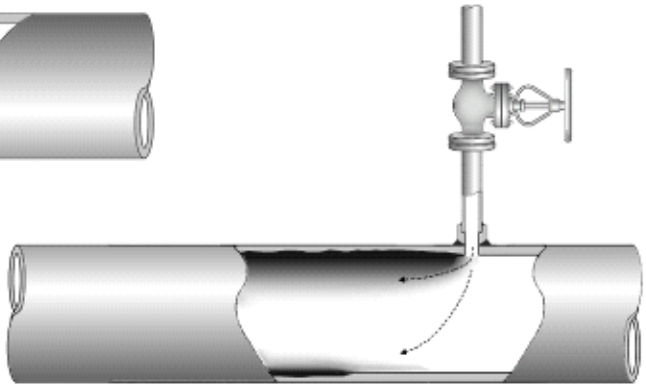
4. 流れが絞られるなど、流れが急変する箇所



5. 注入箇所



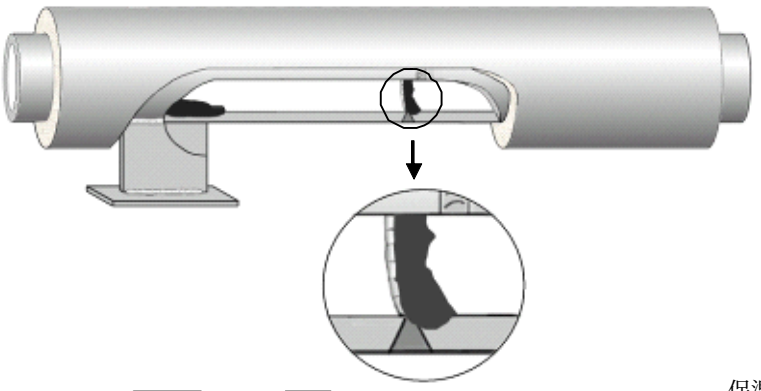
（インナーノズルタイプ）



（インナーノズルなし）

6. 凝縮箇所

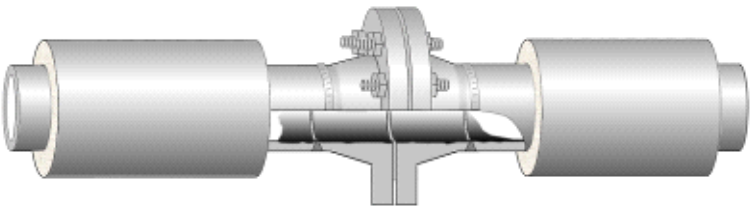
サポート取付部及び溶接部



サポート取付部はフィン効果による局部冷却により、優先的に腐食されやすい。

また、溶接部は、裏波ビードの形状により、流れが乱れ、局部的な初期凝縮部となりやすい。

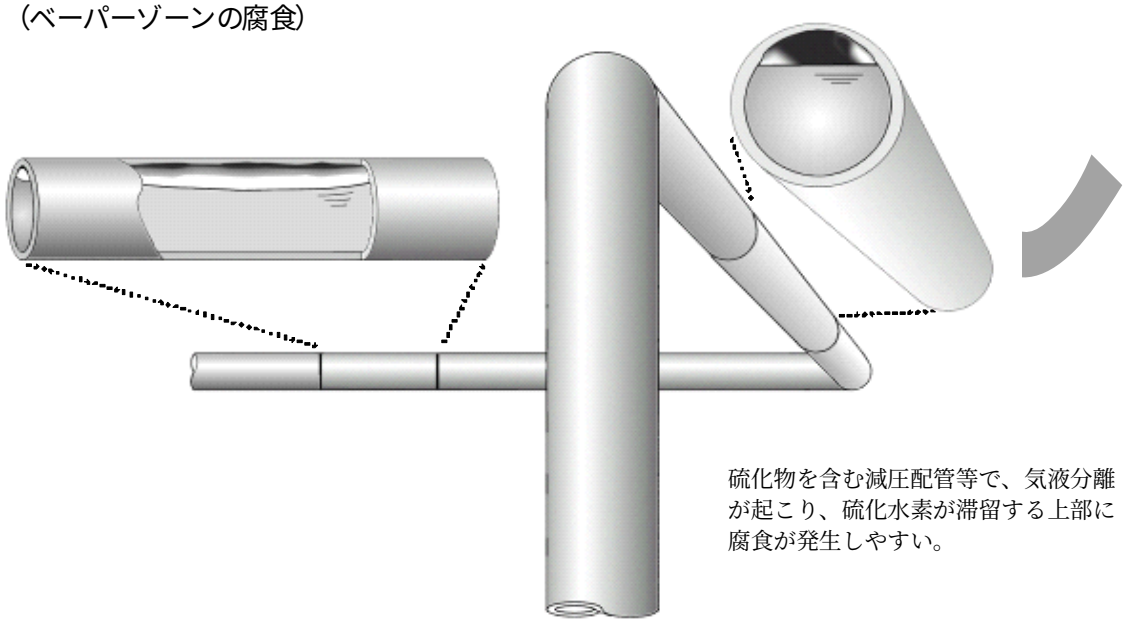
保温を施工していない部位



局部的に保温を施工していない部分で水分が凝縮しやすく、優先的に腐食を受けやすい。

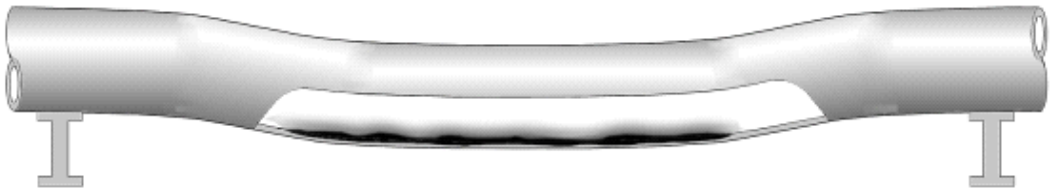
7. **蒸発する箇所**

（ベーパーゾーンの腐食）



硫化物を含む減圧配管等で、気液分離が起こり、硫化水素が滞留する上部に腐食が発生しやすい。

8. **撓み配管下部**

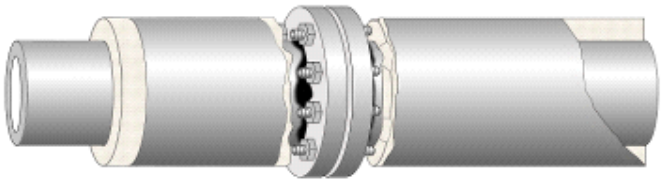


長い導管の撓み部分にドレンが滞留し、下部に腐食を受けやすい。

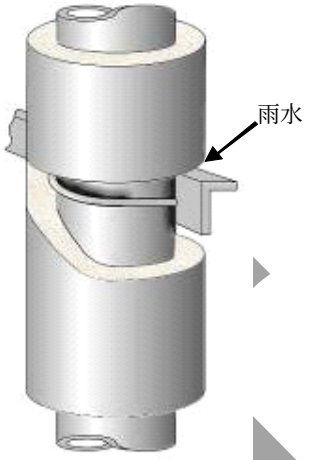
9. **保温材施工部**

（保温が施工しにくい部位で、雨水の浸入により発生する腐食）

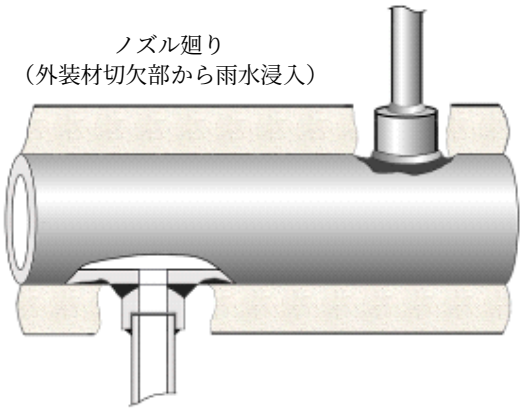
フランジ部（外装材端部から雨水浸入）



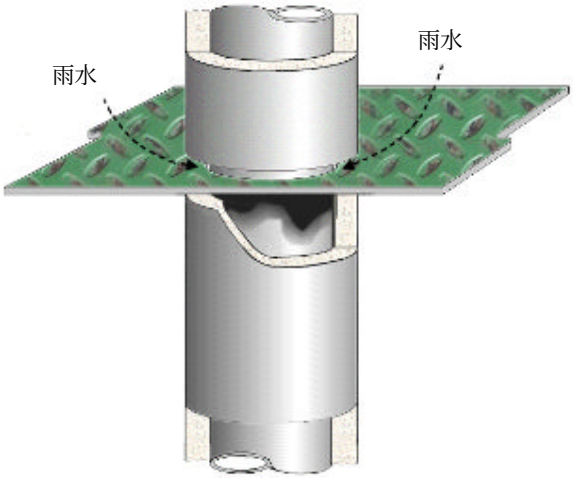
サポート取付部
（外装材切欠部から雨水浸入）



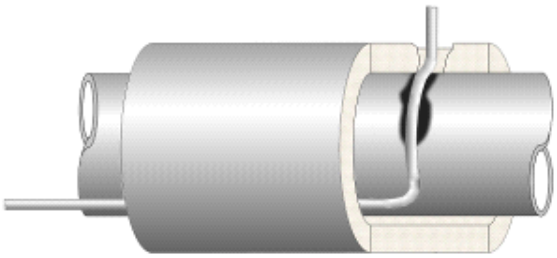
ノズル廻り
（外装材切欠部から雨水浸入）



ステージ貫通部
（外装材端部から雨水浸入）

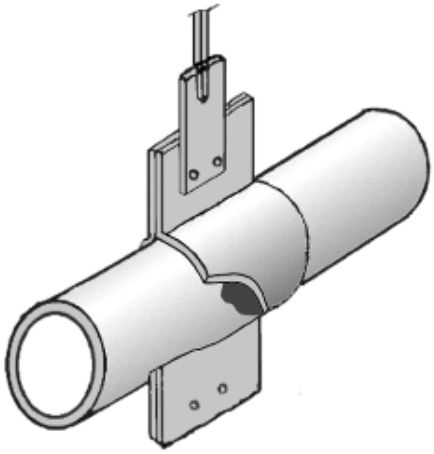


抱線入口出口
（外装材切欠部から雨水浸入）

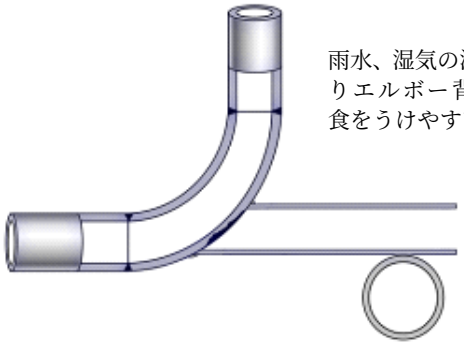


10. サポート取付部

ハンガーサポート部

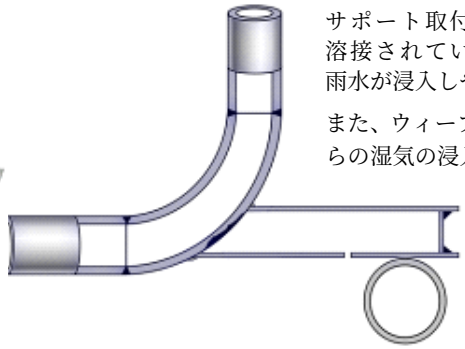


ダミーサポート取付部（エンドプレートなし）



雨水、湿気の浸入によりエルボー背面に腐食をうけやすい。

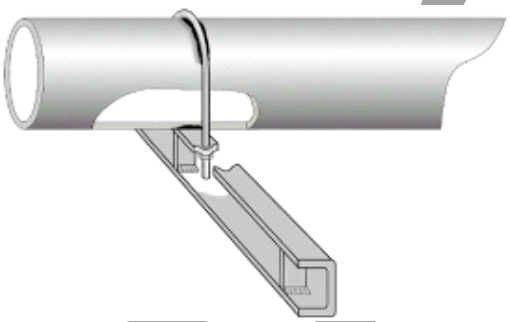
ダミーサポート取付部（エンドプレートあり）



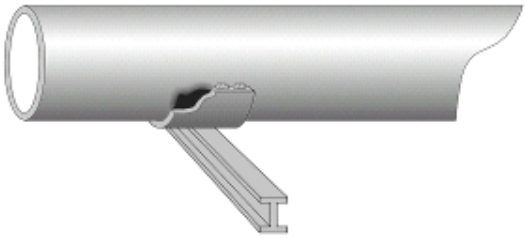
サポート取付部が全周溶接されていない場合雨水が浸入しやすい。

また、ウィープホールからの湿気の浸入もある。

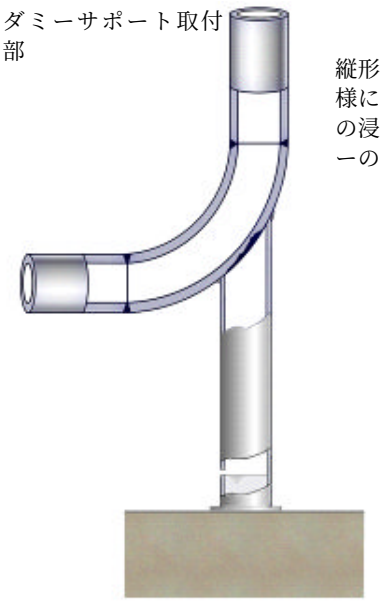
Uバンド下部及びサポート接触部



サポート・スリーパー接触部

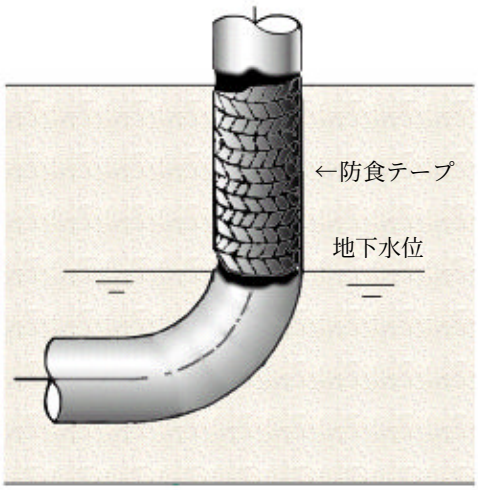


ダミーサポート取付部



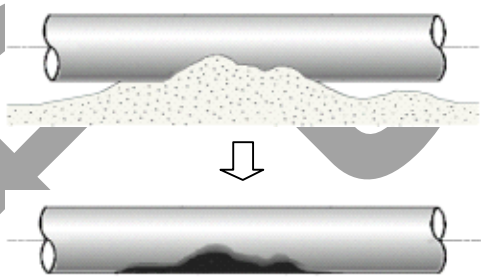
縦形でも、上図と同様に、雨水又は湿気の浸入によりエルボーの背面が腐食され

11. 埋設配管立上り部

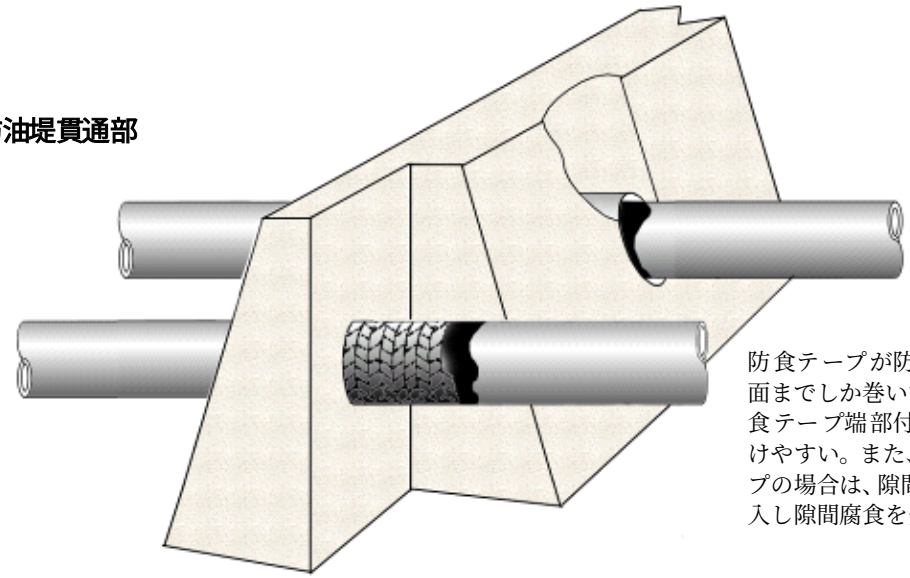


地表面付近及び防食テープ端部に腐食を受けやすい。特に防食テープが地中部分にしか巻いてないものは注意を払う必要がある。また、地下水位レベル付近にも腐食を受けやすい。

12. 土壌との接触部



13. 防油堤貫通部



防食テープが防油堤内又は法面までしか巻いてない場合、防食テープ端部付近に腐食を受けやすい。また、スリーブタイプの場合は、隙間部に雨水が浸入し隙間腐食を発生しやすい。

附属書 C
(参考)
劣化損傷が発生するおそれがない設備の具体例

序文

この附属書は、劣化損傷が発生するおそれがない設備について参考のために記載するものであって、規定の一部ではない。

C.1　劣化損傷が発生するおそれがない設備について

劣化損傷が発生するおそれがない設備についての具体例(参考)を、損傷形態毎に分類し、次に示す。

C.2.　損傷形態が割れであるもの

C.2.1　応力腐食割れによる損傷

応力腐食割れとは、腐食と引張応力の共同作用により陽極溶解が局部的に生じてき裂となり、さらにき裂先端の陽極溶解によりき裂が進展する現象であり、時間依存型破壊である。

応力腐食割れは特定の環境、材料及び引張応力の組合せのもとで生じるが、その種類としては、塩化物応力腐食割れ、ポリチオン酸応力腐食割れ、アルカリ応力腐食割れ、アミン応力腐食割れ、アンモニア応力腐食割れ、カーボネイト応力腐食割れ等がある。また、陽極溶解により発生する水素が材料に拡散侵入して生じる水素誘起割れも応力腐食割れの一種である。

ここでは、その代表例として、a)塩化物応力腐食割れと b)水素誘起割れの例を示す。

a)　塩化物応力腐食割れ

発生する条件：

塩化物応力腐食割れは、工業用水、海水その他塩化物(主に塩化物イオン)を含む水溶液、または流体中に塩化物イオンを含むプロセス流体中で、溶接、冷間加工などによる引張残留応力の存在する箇所に起こる割れである。熱交換器の例でいうと、濃縮しない限り塩化物イオン濃度の限界は 10ppm で、温度 75℃以上で割れが生じることが報告されている。割れ形態は主に粒内割れであるが、鋭敏化された溶接熱影響部などは粒界割れを生じる。塩化物イオン濃度及び温度は、高いほど塩化物応力腐食割れは生じやすく、また、pH は低いほど応力腐食割れの発生可能範囲は拡大する。

オーステナイト・フェライト系２相ステンレス鋼 SUS329J4L の塩化物応力腐食割れの発生限度は、中性付近の pH では約 200℃である。低 pH 環境では約 100℃以上で応力腐食割れが発生する可能性がある。高純度フェライト系ステ

Draft

ンレス鋼の SUS444 は 100～200℃の温度範囲で低塩化物イオン濃度において、塩化物応力腐食割れ対策鋼として最も多く採用されている。しかし、SUS444 を採用する際には孔食、隙間腐食に注意する必要がある。

劣化損傷を受けない事例：

応力腐食割れは、特定の環境、材料及び引張応力の影響の組合せにより発生するため、劣化損傷を防止するためには、特定の組合せとならないような措置を講ずることが必要である。すなわち、環境制御としてプロセス溶液中の塩化物イオンと溶存酸素を低減させる処置をし、材料選定についての配慮をし(例えば、オーステナイト系ステンレス鋼への Ni、Si の添加及び P の低減、フェライト系ステンレス鋼の採用、2 相ステンレス鋼の採用、銅合金、チタン合金等の非鉄金属の採用等)、さらに引張残留応力を軽減する措置を行い、劣化損傷が発生する特定の組合せにならないようにすれば、劣化損傷が発生するおそれはないと考えられる。

b) 水素誘起割れ

発生する条件：

水素誘起割れ(HIC)は、応力が負荷された条件において金属中に原子状の水素が拡散侵入して起きる時間依存型破壊である。金属表面の腐食により発生した水素が鋼中に侵入し、鋼に内在する非金属介在物近傍で分子状水素となり空洞を生成し、この分子状水素による内部圧力によって鋼中にき裂が発生し、またブリスタ(膨れ)が生ずる。さらに、鋼中の異なるき裂発生面同士が結合し、階段状き裂となる。また、腐食環境に硫化水素を含む場合は、さらに侵入水素が多くなる。

HIC の形成過程は、次の 4 つに分けられる。

1) 水素の発生及び鋼表面への吸着
2) 水素の鋼中への侵入と拡散
3) 非金属介在物または偏析部の低温変態組織による水素の捕捉と割れ発生
4) 割れの進展と合体、及び貫通による破壊

HIC の生成過程には、鋼材の有する HIC 発生の臨界水素濃度(Cth)と鋼中水素濃度(Co)が関係し、Cth が低いほど、Co が高いほど HIC は発生しやすい。過程 1)及び 2)は Co に関係し、Co を低減させるためには環境制御、鋼と環境の遮断、または耐食材料の使用が効果的である。過程 3)及び 4)は Cth に関係し、Cth を向上させるためには冶金面からの対策が必要である。環境制御としては、運転条件またはインヒビターの添加により pH を上昇させることが効果的である。この他、脱水、硫化水素濃度の低減、運転温度の変更などが考えられるが、完全な制御は難しく、材料面からの対策と組み合せることが望ましい。

材料面からの対策としては、Co の低減及び Cth の向上の 2 つの面を考慮した耐 HIC 鋼の適用が効果的である。

劣化損傷を受けない事例：

対策としては、ステンレスクラッド鋼の使用、ステンレス鋼ライニング、耐酸モルタルライニング、インヒビターの投入、湿分を露点以下に脱水、などの環

Draft

境面からの配慮と、耐 HIC 鋼の適用などの材料面の配慮があり、そのような対策を施した設備は劣化損傷が発生するおそれはないと考えられる。

C.2.2　疲労による損傷

a)　疲労

発生する条件：

疲労は、静的に負荷されれば問題ない応力または変位が繰り返されることにより、き裂が発生・進展する現象である。あらゆる金属材料が発生の可能性を持つ。また一般に、繰返し応力が降伏点未満で破断までの負荷回数が多いのが高サイクル疲労、降伏点以上の繰返し応力により比較的少ない繰返し回数で破断に至る現象を低サイクル疲労という。

疲労は材料表面に優先的に発生・進展し、主に構造不連続部等の応力集中部を起点とする。また、繰返し応力の原因は、圧力等の荷重に加えて、流体振動(脈動、カルマン渦列などを含む)及び機械的振動、さらには温度変動(熱応力)がある。疲労による損傷を及ぼす因子としては、材料、部材の形状、繰返し応力(応力振幅と平均応力)等があり、設計・製作時に考慮する必要がある。

劣化損傷を受けない事例：

運転圧力による圧力変動が少なく、起動・停止が少ない条件で使用される設備については、10^7 回に及ぶ高サイクル疲労はほとんど想定されず、起動・停止に伴う 10^4 回程度の低サイクル疲労が考慮の対象となる。一般に金属材料の疲労限度（10^7 回疲労強度）は材料の引張強さの 0.5 倍であり、特定設備検査規則の許容応力の引張強さに対する設計マージンが 4 又は 3.5 としていることから、設計裕度は 2 又は 1.75 と十分に考慮されている。また 10^4 回程度の低サイクル疲労の疲労強度としては 10^7 回のそれに比して約 2 倍の余裕があるため、上記設計裕度は 4 又は 3.5 となり、切欠きによる応力集中係数が 3 を超えるような場合でも、設計裕度がなくなることはない。

したがって、圧力変動、振動等による繰返し回数条件で使用される設備を除いて、特定則に従い製造された設備であれば、劣化損傷が発生するおそれはないと考えられる。

ただし、圧力変動、振動等による繰返し回数の多い条件で使用される設備と部位については、疲労を考慮した設計を行う措置が必要であることに注意を要する。

b)　熱疲労

発生する条件：

熱疲労は、熱応力の繰り返しにより発生する損傷であり、損傷の基本的な特徴は一般的な疲労と同じである。熱的過渡による低サイクル熱疲労に加えて、高温と低温の流体が共存する設備では、熱成層化、間欠流、混合流、熱的衝突による高サイクル熱疲労が問題となる。また熱サイクルの過程において、高温域での保持時間は熱疲労寿命に大きく影響し、高温で一定時間保持される場合にはクリープ効果を考慮に入れる必要がある。設備の部材が起動・停止に伴って温度変動を受ける場合に、熱疲労が発生することがある。また、圧力容器の支

Draft

持部、ノズル部などの構造不連続部で、設備の起動・停止による温度変動により熱疲労が発生することがある。さらに配管内部を流れる流体の温度が変動する場合に、高サイクル熱疲労が発生する例がある。

劣化損傷を受けない事例：

対策としては、材料面では使用環境が許される範囲でインバー、コバール、ニレジストなどのいわゆる低線膨張係数材料を使用する。また、設計的には異材を接合する場合は線膨張係数の近い材料を使用したり、部材の拘束を少なくして温度変化による変形の自由度を増して、急激な温度勾配にならない構造にする。さらに、構造不連続部などの応力集中部をなくし、板厚の変化をできるだけ減らす。同時に設備の起動・停止時に温度をコントロールする。そのような対策を施した設備は、劣化損傷が発生するおそれはないと考えられる。

C.2.3　クリープによる損傷

a)　クリープ破壊

発生する条件：

金属材料は、高温条件下(金属材料の融点の約 1/2 以上の温度)において、一定応力のもとで、ひずみが時間的に増大し続け、破壊に至る現象である。このように応力により時間とともに変形が進行する現象をクリープといい、これによる破断をクリープ破壊という。クリープが問題となる概略の温度は、特定則の許容応力算定基準でいえば、炭素鋼と低合金鋼では 440℃、オーステナイト系ステンレス鋼では 540℃、Ni 基耐熱合金では 650℃程度である。

劣化損傷を受けない事例：

設計・使用条件がクリープ温度領域でない設備は、原則としてクリープによる劣化損傷が発生しないと考えられる。また、クリープ温度領域において使用される設備であっても、ラーソンミラーカーブ等を使用しクリープ損傷を評価して適切な設計マージンを採用すれば、少なくとも設計寿命の間はクリープ損傷が問題となることはない。

C.3　損傷形態が材質変化であるもの

C.3.1　劣化による損傷

a)　水素侵食

発生する条件：

炭素鋼、低合金鋼が、API 941 のネルソン線図(水素分圧と温度に関し水素侵食が起こるかどうかを判定するための線図)上で使用限界を超えた条件に長時間曝される場合に、水素が鋼中に侵入して結晶粒界でセメンタイト(炭化物)と反応し、メタンガスを生成して粒界割れを発生する現象で、水素アタックともいう。

なお、オーステナイト系ステンレス鋼は水素侵食されないと考えられている。

劣化損傷を受けない事例：

高温・高圧の水素雰囲気で使用される設備であっても、ネルソン線図により材料選定を行うか、オーステナイト系ステンレス鋼を採用した設備については、

Draft

劣化損傷が発生するおそれはないと考えられる。

b) 水素脆化

発生する条件：

水素脆化は、金属中に固溶した原子状水素による脆化であって、材料の伸び・絞りが低下する現象である。例えば、運転中に高温・高圧で解離した水素が、高温のために水素の固溶度が高く、原子状水素として材料中に拡散し、運転停止時の温度低下により水素が残留し、脆化する。

劣化損傷を受けない事例

材料が水素を吸収する環境(例えば、高温の水素環境などの原子状水素が生成される雰囲気、湿潤硫化水素と弗化水素環境)で使用されていなければ、劣化損傷は問題となることはないと考えられる。また、材料が水素を吸収する環境で使用されている設備であっても、運転停止時に温度低下による水素脆化の発生を避けるため、運転中に吸収された水素が鋼材中に残留しないような運転停止操作を行う措置により、劣化損傷が発生するおそれはないと考えられる。

Draft

附属書 D
(規定)
供用中探傷試験

D.1　適用範囲

高圧ガス設備の内部の状況を外部から代替検査できる設備について、次の事項について規定する。

1) 適用できる高圧ガス設備の条件
2) 外部から行う代替検査(以下「供用中探傷試験」という。)の方法

D.2　供用中探傷試験を行うことができる高圧ガス設備の条件

a) 次の条件に適合する第一種製造者の高圧ガス設備であること。
   1) 供用中探傷試験に係る方法及び基準を適切かつ明確に定め、文書化していること。
   2) 試験設備の作動前における精度の確認等性能についての点検に係る方法及び基準を適切かつ明確に定め、文書化していること。
   3) 欠陥が検出された場合における検出以後の欠陥の状態に対する定期的な確認、欠陥の除去及び修理等検出された欠陥についての対応策を適切かつ明確に定め、文書化していること。
   4) 検査の一部又は全部を委託する場合にあっては、その委託先の管理に関する事項を適切かつ明確に定め、文書化していること。
   5) 検査のデータを適切に評価できる担当者((社)日本非破壊検査協会が認定する非破壊検査技術者のうち、超音波 2 種(UT2 種)以上又は甲種機械責任者免状の資格を有している者をいう。)を置いていること。
   6) 検査のデータ及び検査結果を時系列順に保管し、これらを適切に把握できる体制を有すること。
b) 高圧ガス設備は、次の条件に適合するものであること。
   1) 炭素鋼又は低合金鋼を材料として使用するものであること。
   2) 応力腐食割れ、著しい腐食その他欠陥の原因となる物質を取り扱っていないものであること。
   3) 溶接部の表面が供用中探傷試験の実施に支障がないように仕上げ処理されているものであること。
   4) 高圧ガス設備の減肉及び劣化損傷箇所が検査箇所として明確になっていること。
   5) 前回の開放検査の時点から溶接を伴う修理又は改造(以下「溶接修理等」という。)が行われていないものであること。

Draft

D.3　供用中探傷試験

a)　供用中探傷試験は、次に該当する試験であること。

1)　超音波探傷試験により高圧ガス設備外部から高圧ガス設備の内面における欠陥を検査すること。

2)　検査のデータが自動記録され、欠陥の程度又は位置の確認が再現できること。

3)　高圧ガス設備の内面における深さ 0.5mm 以上の欠陥を確認できる性能を有していること。

4)　適切な技能を有する者((社)日本非破壊検査協会が認定する非破壊検査技術者のうち、超音波 2 種(UT2 種)以上の資格及び高圧ガス設備の検査に十分な経験がある者をいう。)が行うこと。

b)　供用中探傷試験の採用等について

1)　供用中探傷試験は、連続して採用することはできない。

2)　供用中探傷試験にあっては、高圧ガス設備の内面の傷又は割れが高圧ガス設備の材料の最小厚さに達せず、かつ、その深さが 2mm 以下のものであるときは、当該高圧ガス設備の内部は欠陥がないものとみなす。この場合において、当該箇所に関する供用中探傷試験を毎年 1 回以上行わなければならない。
高圧ガス設備の内面の傷又は割れの深さが 2mm を超えるか又は最小肉厚に達するときは、直ちに開放検査を実施し、必要な補修及び試験を行う。
なお、供用中探傷試験は、目視検査における内部の目視検査の代替検査にもなる。

Draft

附属書 E
(規定)
運転状態の高圧ガス、圧力を用いて行う気密試験

E.1　適用範囲

高圧ガス設備を開放した場合の気密試験方法として、運転状態の高圧ガス、圧力により気密試験を行う場合について、次の事項について規定する。

1)　適用要件
2)　気密試験の手順

E.2　適用要件

運転状態の高圧ガスを用いることが適当な場合とは、停止した状態での試験用ガスを用いた気密試験では、気密試験の目的を達せない場合(ポンプ等の動機器の軸封部は、運転状態において内部流体の漏えいを防ぐ目的で設計されており、停止時にガスを用いて試験すれば漏えいが生じるので、運転状態の高圧ガスを用いることが適当である。)をいう。

E.3　気密試験の手順

a)　まず、ユーティリティ窒素等危険性のない気体を用いた試験により、漏えいの有無を確認する。ただし、軸封部を有する動機器又は多段式の圧縮機等で危険性のない気体による漏えいの確認が適切でない場合は、軸封部、出入口配管等の組立状態等の確認を行い、十分な安全確認をした上で、運転状態の高圧ガスを用いて気密試験を行うことができる。

b)　次に、運転状態の高圧ガスを用いた気密試験を行う。この場合、圧力は段階的に上げることとし、異常のないことを確認しながら昇圧する。

c)　別途、運転圧力が高くなる時点(夏期、製品グレード変更時)に再度運転状態で気密試験を行い、漏えいの有無を確認する。

なお、a)及びb)に先立つ開放検査に際して、並びにa)及びb)の気密試験に際しては、気密試験要領及びフランジ等の継手開放部のボルトの締付管理、ホットボルティングその他の入念な施工管理に関する規定・基準類が整備され、現に設備管理に活用されていなければならない。

Draft

KHKS 0850-6
保安検査基準　液化石油ガススタンド関係
解　説

この解説は、基準に規定・記載した事柄を説明するものであり、規格の一部ではない。

1　制定の趣旨

高圧ガス製造施設の保安検査については、従来、高圧ガス保安法の省令にてその検査方法の詳細が規定されていたが、製造施設(設備)の使用環境等によらず一律の検査方法が適用されている等の問題があったため、検査の実態、対象設備の状況等を踏まえ、保安の維持・向上の観点から実効性のある望ましい検査の方法を検討し、関係法令の見直しに反映することを目的として、2004 年にこの基準を制定した。

2　前回までの改正の趣旨及び経緯

この基準は、2005 年及び 2009 年の 2 回の改正を経て今回(20XX 年)の改正に至った。改正の経緯を、次に示す。

a)　2005 年の改正では、総合資源エネルギー調査会　高圧ガス及び火薬類保安分科会高圧ガス部会　保安検査規格審査小委員会(以下「小委員会」という。)の指摘を踏まえ、小規模な改正を行った。
　なお、2005 年 3 月 30 日付け保安検査の方法を定める告示により本基準が保安検査の方法として指定を受けたが、余寿命予測に関わる箇所については、告示指定の対象外とされた。

b)　2009 年の改正では、圧力容器に直結された弁類に係る肉厚測定以外の非破壊検査の実施時期等について改正を行った。
　なお、2010 年 3 月 12 日付け保安検査の方法を定める告示の一部改正において、2009 年版の本基準が保安検査の方法として指定を受けた。ただし、高圧ガス設備の耐圧性能及び強度に係る検査のうち、フレキシブルチューブ類及びフルジャケット構造の二重管式熱交換器等に関わる箇所については、告示指定の対象外とされた。

3　今回(20XX 年)の改正の趣旨

2009 年(9 月及び 11 月)の小委員会での指摘を踏まえ、基準の全体構成及び上記 2 b)に示す告示指定の対象外とされた事項について見直し、改正を行った。

a)　基準の全体構成については、JIS Z 8301規格票の様式及び作成方法に準拠するように努め、整理、見直しを行った。

b)　4.3　高圧ガス設備の耐圧性能及び強度　フレキシブルチューブ類の検査のあ

Draft

り方について整理した。また、参考として附属書 A をまとめた。

c) 4.3.2.3　検査を行うことが困難な箇所を有する高圧ガス設備の検査　フルジャケット構造の二重管式熱交換器の内管部に代表される“検査が困難な箇所”を有する高圧ガス設備の検査のあり方について整理した。

d) その他　解釈の明確化のため、字句の修正、表現の見直し等を行った。

4　解説事項

4.1　高圧ガス設備の耐圧性能及び強度の確認について(4.3)

a) 省令の技術基準では高圧ガス設備の耐圧性能と強度は別の号で規定されているが、保安検査では両号に基づき高圧ガス設備の耐圧性能・強度に支障を及ぼす減肉、劣化損傷、その他の異常がないことを確認することとし、耐圧性能及び強度に係る検査として一つの項目にまとめた。

b) 耐圧試験は、設備の製作完了時点で強度上の健全性が確保されていることを確認するための試験であり、使用されている設備に実際に加わる圧力以上の負荷を与えることはその設備の安全性を損なうおそれがある。このため、保安検査では原則として耐圧試験は実施しないこととしている。
ただし、耐圧性能を確認する適切な非破壊検査の方法がないもの及び動機器、弁類等で、余裕のある肉厚、安全率となっていて、耐圧試験を行うことによって過大な応力が負荷されるおそれのない設備については、設備の安全性を十分に配慮した上で耐圧試験により確認することができることとした。

c) 表 2 において、液化石油ガスの貯槽(残ガス回収用貯槽を除く。)の初回の開放検査の期間を 5 年以内としているが、その理由は、液化石油ガスの貯槽の開放検査で検出される欠陥の多くが製造時の残存欠陥であるためである。

4.2　目視検査について(4.3)

耐圧性能及び強度に係る検査としての目視検査は、設備内部及び外部表面の腐食、膨れ、割れ等の異常の有無を目視により観察し、設備の健全性を評価する検査であり、これを踏まえ非破壊検査等の必要性についても検討を行うものである。したがって、非破壊検査は目視検査の結果を踏まえて行うことが重要である。

Draft